



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD DE CUENCA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



***“ESTUDIO DE DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE
LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAYMIRÍN Y SU COORDINACIÓN”***

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

AUTORES:

JUAN PABLO FÁREZ PUCHA

WILLIAM FRANCISCO MENDIETA BENAVIDES

DIRECTOR:

ING. CARLOS CAYETANO DURÁN NORITZ

CUENCA-ECUADOR

OCTUBRE 2013



RESUMEN

Las protecciones eléctricas tienen un papel relevante en la seguridad y en la adecuada operación de un sistema eléctrico de potencia. Particularmente, en el caso de la generación y el transporte, por su importancia requieren un eficiente sistema de protecciones que permita garantizar la integridad de sus elementos y la continuidad del servicio eléctrico.

Por tal motivo, la central hidroeléctrica Saymirín con la futura integración de su fase V, requiere la implantación de un sistema de protecciones que le permitan generar y evacuar energía de forma segura y confiable.

El desarrollo de la primera propuesta de ajuste y coordinación de las funciones de protección de los generadores, servicios auxiliares, transformador, barra colectora y línea de transmisión de esta central, es el principal objetivo del presente trabajo de tesis.

En primera instancia se brinda una visión general de las características del proyecto Saymirín V. Posteriormente, partiendo de una fundamentación teórica de los modelos eléctricos del generador, transformador, línea de transmisión y de la información de la red de subtransmisión de la CENTROSUR donde inyecta potencia la central, se establece un modelo eléctrico adecuado que permite realizar los estudios requeridos en los capítulos posteriores.

Los estudios de flujos de potencia permiten determinar los efectos en el área de influencia de la central sobre la red de subtransmisión, con la integración de la fase V y la correspondiente retirada de operación de las fases I y II, bajo distintos escenarios de demanda y topología de la red.

En el estudio de cortocircuitos se realiza un conjunto de simulaciones de fallas tanto al interior como exterior de la central, con el objetivo de determinar las corrientes de cortocircuito necesarias para la calibración y verificación de los ajustes de ciertas funciones de protección.

Al considerar los requerimientos de ELECAUSTRO para las protecciones de sus centrales, y luego de analizar detenidamente las características de cada una de las funciones de protección y su aplicabilidad sobre el generador, servicios auxiliares, transformador, barra colectora y línea de transmisión; y basándose también en normas y literatura especializada en el tema se define el esquema del sistema de protección a implantar en la central.

Utilizando los resultados obtenidos en los estudios de flujos de potencia y cortocircuitos, se procede a realizar el ajuste y coordinación de las funciones de



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

protección previamente establecidas, de cada uno de los elementos que conforman la central; considerando las características de configuración de los dispositivos de protección a ser utilizados.

Se analiza la respuesta de la central cuando es sometida a eventos de fallas, mediante un estudio básico de estabilidad transitoria, al utilizar un modelo simplificado. Haciendo uso del criterio de igualdad de áreas y bajo una condición ideal de operación, se determina aproximadamente el ángulo y el tiempo crítico de despeje de fallas. Estos resultados son necesarios para estimar la validez en la actuación de determinadas funciones de protección.

Al final se presenta una visión global del resultado obtenido de la propuesta de ajuste y calibración del sistema de protección de la central, así como de las conclusiones y recomendaciones que han surgido tras el desarrollo de este trabajo de tesis.

PALABRAS CLAVES

Protecciones Eléctricas; Relés Digitales; Coordinación y Ajuste de Protecciones; Flujos de Potencia; Cortocircuitos; Estabilidad Transitoria.



ABSTRACT

The electrical protection has an important role in the safety and proper operation of a power system. Particularly in the case of the generation and transport, their importance required an efficient system of protections that would ensure the integrity of its elements and continuity of electrical service.

Therefore, the hydroelectric Saymirín with the future integration of the phase V, requires the implementation of a protections system that allow energy generated and evacuated safely and reliably. The development of the first proposition for adjustment and coordination of the functions of protection of generators, power transformer, busbar and transmission line, is the main objective of this thesis work.

First, we provide an overview of project characteristics Saymirín V. Later, from a theoretical electric models generator, transformer, transmission line and information about CENTROSUR subtransmission network, establishing a suitable electrical model that allows make studies required in next chapters.

The power flow studies can determine the impact on the influence's area of the plant in the subtransmission network, with the integration of phase V and the corresponding withdrawal of Phases I and II, in different demand sceneries and network topology.

Short circuit study performed fault simulation set both inside and outside of the plant, with the purpose of determining the short circuit currents for the calibration and verification of certain settings of protection functions.

Considering Elecaastro's requirements for protection of their electrical centrals, and then carefully consider the characteristics of each of the protection functions and their applicability on the generator, auxiliary services, transformer, busbar and transmission line, and also based in standards and literature on the subject defines the protection system scheme to be implemented in Saymirín V.

Using the results obtained in studies of power flow and short circuit, adjustment and coordination are made to each protection functions previously established to elements of the central, considering the characteristics of the device settings protection used.

The response of the plant when subjected to fault events is analyze, using a basic study of transient stability whit a simplified model. Using the criterion of equal areas and ideal operating conditions, determine the approximate angle and time critical fault clearing. These results are needed to estimate the validity in the performance of certain functions of protection.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

At the end is present a global view of the result of the proposed adjustment and calibration of the protection system in the central, as well as the conclusions and recommendations that have emerged following the development of this thesis work.



ÍNDICE DE CONTENIDO

<i>Indice de figuras</i>	12
<i>Indice de tablas</i>	18
1 <i>Introducción</i>	30
1.1 Antecedentes.....	30
1.2 Alcance.....	30
1.3 Justificación.....	31
1.4 Metodología.....	32
1.5 Objetivos.....	32
1.6 Aspectos generales del ajuste y coordinación del sistema de protecciones.	33
1.7 Relés Digitales (IED).	35
2 <i>Modelo eléctrico de la central Saymirín</i>	37
2.1 Introducción.....	37
2.2 Modelación de los elementos de un sistema eléctrico de potencia. ...	37
2.2.1 Sistema por unidad.....	38
2.2.1.1 Sistemas por unidad en sistemas trifásicos.....	39
2.2.1.2 Cambio de base.	39
2.2.2 Diagramas unifilares.....	40
2.2.3 Diagramas de impedancias.	41
2.2.3.1 Diagramas de reactancias.....	42
2.2.4 Componentes simétricas.	43
2.2.5 Modelos de los elementos en componentes de secuencia.	45
2.2.5.1 Modelo del generador.....	45
2.2.5.1.1 Generador síncrono de rotor cilíndrico.	46
2.2.5.1.2 Generador síncrono de polos salientes.....	47
2.2.5.2 Modelo del transformador.....	49
2.2.5.3 Modelo de línea de transmisión.....	52
2.2.5.3.1 Línea de transmisión corta.	52
2.2.5.3.2 Línea de transmisión media.	53
2.2.5.3.3 Línea de transmisión larga.	54
2.3 Esquema actual de la central Saymirín.	55
2.3.1 Saymirín fase I y II.....	57
2.3.2 Saymirín fase III y IV.	59
2.4 Aspectos de integración de la fase V de la central Saymirín.	61
2.4.1 Características técnicas generales de la fase V.	61
2.4.1.1 Generador.	63
2.4.1.2 Regulador de tensión.	64
2.4.1.3 Transformador.....	65
2.4.1.4 Servicios auxiliares.....	66
2.4.1.5 Turbina.	67
2.5 Modelo eléctrico en DIgSILENT Power Factory.	67



2.5.1	Aspectos de DIgSILENT Power Factory.....	68
2.5.2	Modelo eléctrico actual.....	68
2.5.3	Modelo eléctrico para el estudio de la integración de Saymirín V. .	68
2.5.3.1	Edición de parámetros de los generadores.....	69
2.5.3.2	Edición de parámetros del transformador.....	69
2.5.3.3	Edición de parámetros de las líneas de transmisión.	70
2.5.3.4	Edición de parámetros de las subestaciones.	71
2.5.3.5	Edición de parámetros de la carga y los servicios auxiliares...	72
3	<i>Estudio de flujos de potencia.</i>	74
3.1	Introducción.....	74
3.2	Flujos de potencia.	75
3.2.1	Transmisión de potencia activa y reactiva entre dos nodos de un sistema eléctrico.....	76
3.2.2	Formulación del modelo matemático de flujos de potencia.	79
3.2.2.1	Tipos de barras.	82
3.2.3	Métodos iterativos de solución de flujos de potencia.....	83
3.3	Estado de operación normal de un sistema eléctrico de potencia....	85
3.3.1	Códigos de operación del SNI.....	86
3.3.2	Operación en condiciones normales del SNI – Regulaciones del CONELEC	86
3.4	Características de los elementos que conforman el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.....	89
3.4.1	Inyección de potencia en el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.....	95
3.5	Escenarios para el estudio de flujos de potencia.....	99
3.5.1	Prioridad de despacho de las unidades de las centrales que pertenecen a ELECAUSTRO.	101
3.6	Demanda máxima y mínima de los alimentadores de la CENTROSUR.....	102
3.7	Despacho de los generadores de las centrales de ELECAUSTRO.	106
3.8	DIgSILENT Power Factory para flujos de potencia.	109
3.9	Resultados del estudio de flujos de potencia en DIgSILENT Power Factory.....	112
3.9.1	Resultados caso 1. Demanda máxima. (Topología de la red correspondiente a los diagramas de los Anexos C1 y C2).....	113
3.9.2	Resultados caso 2. Demanda mínima. (Topología de la red correspondiente a los diagramas de los Anexos C1 y C2).....	117
3.9.3	Resultados caso 3. Demanda máxima, cuando la central Saucay evacúa la potencia generada por medio de la línea Corpanche (19)-Saucay (20). (Topología de la red correspondiente a los diagramas de los Anexos C3 y C4).....	121
4	<i>Estudio de cortocircuitos.</i>	124
4.1	Introducción.....	124



4.2	Estudio de cortocircuitos.....	125
4.3	Corriente de cortocircuito.....	127
4.3.1	Capacidad o potencia de cortocircuito.....	133
4.4	Tipos de cortocircuitos.....	134
4.4.1	Cortocircuito trifásico.....	136
4.4.2	Cortocircuito monofásico.....	138
4.5	Operación en condiciones transitorias y dinámicas del SNI.....	140
4.6	DIgSILENT Power Factory para cortocircuitos.....	141
4.7	Casos de análisis para el estudio de cortocircuitos.....	143
4.8	Resultados del estudio de cortocircuitos.....	144
5	<i>Definición de funciones a ser utilizadas en los relés instalados en la central Saymirín.....</i>	<i>152</i>
5.1	Introducción.....	152
5.2	Protección del generador.....	152
5.2.1	Fallas en el generador.....	155
5.2.1.1	Cortocircuitos en el generador.....	156
5.2.1.1.1	Cortocircuito entre fases de los devanados del estator.....	156
5.2.1.1.1.1	Protección diferencial 87.....	158
5.2.1.1.2	Cortocircuito entre fase y tierra de los devanados del estator.....	162
5.2.1.1.2.1	Protección de sobrecorriente 50/51N.....	164
5.2.1.1.2.2	Protección de sobretensión en el neutro 59N.....	166
5.2.1.1.2.3	Protección de sobrecorriente direccional 67N.....	168
5.2.1.1.3	Cortocircuito entre espiras de los devanados de la misma fase en el estator.....	170
5.2.1.1.3.1	Protección diferencial transversal 87.....	171
5.2.1.1.4	Cortocircuito del devanado de campo a tierra.....	173
5.2.1.1.4.1	Protección de falla a tierra del devanado de campo 64R.....	176
5.2.1.2	Condiciones anormales de operación y fallas externas en el sistema eléctrico.....	178
5.2.1.2.1	Secuencia negativa o desbalance de carga.....	179
5.2.1.2.1.1	Protección de secuencia negativa 46.....	181
5.2.1.2.2	Frecuencia anormal.....	183
5.2.1.2.2.1	Protección de frecuencia anormal (81O/81U).....	184
5.2.1.2.3	Pérdida de excitación.....	186
5.2.1.2.3.1	Protección de pérdida de excitación 40.....	187
5.2.1.2.4	Sobreexcitación.....	191
5.2.1.2.4.1	Protección de sobreexcitación 24.....	193
5.2.1.2.5	Potencia inversa.....	194
5.2.1.2.5.1	Protección de potencia inversa 32.....	195
5.2.1.2.6	Deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo.....	196
5.2.1.2.6.1	Protección de deslizamiento de polo 78.....	198



5.2.1.2.7	Energización inadvertida.....	200
5.2.1.2.7.1	Protección de energización inadvertida 50/27.....	202
5.2.1.2.8	Sobretensión y bajatensión.....	203
5.2.1.2.8.1	Protección de sobretensión 59 y bajatensión 27.....	205
5.2.1.2.9	Falla del interruptor principal.....	206
5.2.1.2.9.1	Protección de falla del interruptor principal 50BF.....	207
5.2.1.2.10	Pérdida de las señales de tensión de los TPs.....	209
5.2.1.2.10.1	Pérdida de las señales de tensión de los TPs.....	210
5.2.1.3	Protecciones de respaldo.....	211
5.2.1.3.1	Protección de distancia 21.....	211
5.2.1.3.2	Protección de sobrecorriente con restricción de tensión 51V.....	214
5.2.2	Fallas en los servicios auxiliares.....	215
5.3	Protección del transformador de potencia.....	216
5.3.1	Criterios generales de protección.....	217
5.3.2	Protección diferencial.....	217
5.3.2.1	Tipos de relés diferenciales para protección.....	218
5.3.2.2	Consideraciones para la protección diferencial.....	218
5.3.2.3	TCs para la protección diferencial.....	220
5.3.3	Protección de sobrecorriente.....	220
5.3.3.1	Unidades de sobrecorriente instantáneas.....	221
5.3.3.2	Protección de falla a tierra.....	222
5.3.3.3	Protección de sobrecorriente para el devanado terciario.....	223
5.3.4	Protecciones mecánicas.....	223
5.4	Protección de la línea de transmisión.....	225
5.4.1	Protección de sobrecorriente.....	226
5.4.2	Protección de distancia.....	226
5.4.2.1	Relés de distancia con comunicación.....	229
5.4.3	Oscilación de potencia.....	231
5.4.4	Protección diferencial.....	231
5.5	Protección de la barra colectora.....	232
5.5.1	Protección diferencial.....	233
5.6	Definición de las protecciones a ser implantadas en Saymirín V. ...	234
5.6.1	Generadores.....	234
5.6.2	Transformador.....	235
5.6.3	Barra de 69 kV.....	235
5.6.4	Línea de transmisión.....	235
6	<i>Coordinación de protecciones de la central Saymirín.</i>	237
6.1	Introducción.....	237
6.2	Ajuste y coordinación de las funciones de protección del generador.....	238
6.2.1	Características de los generadores de Saymirín V.....	238
6.2.2	Relé MiCOM P343.....	240



6.2.2.1	Esquema interno y de conexión del relé micom p343.	242
6.2.3	Características de los TCs.....	243
6.2.4	Características de los TPs.....	244
6.2.5	Calibración de las funciones de protección.	244
6.2.5.1	Protección diferencial 87G.	245
6.2.5.2	Protección de sobrecarga térmica 49.....	247
6.2.5.3	Protección térmica de secuencia de fase inversa 46T.	250
6.2.5.4	Protección de potencia inversa 32.	255
6.2.5.5	Protección de pérdida de campo 40.....	258
6.2.5.6	Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V.....	264
6.2.5.7	Protección de bajatensión 27.	279
6.2.5.8	Protección de sobretensión 59.....	283
6.2.5.9	Protección de frecuencia anormal 81.	287
6.2.5.9.1	Función de protección de bajafrecuencia 81U.	287
6.2.5.9.2	Protección de sobrefrecuencia 81O.	290
6.2.5.10	Protección de falla a tierra del rotor 64R.	291
6.2.5.11	Protección de sobrecorriente direccional de falla a tierra 67N.....	296
6.2.5.12	Supervisión de transformadores de tensión 60.	308
6.3	Ajuste y coordinación de las funciones de protección de los servicios auxiliares.	318
6.3.1	Relé MULTILIN 350.....	319
6.3.1.1	Esquema interno y de conexión del relé MULTILIN 350.	321
6.3.2	Calibración de las funciones de protección.	323
6.3.2.1	Protección de sobrecorriente instantánea 50.	323
6.3.2.2	Función de protección de sobretensión 59.....	324
6.3.2.3	Función de protección de bajatensión 27.....	326
6.4	Ajuste y coordinación de las funciones de protección del transformador.	327
6.4.1	Características del transformador.....	328
6.4.2	Relé MiCOM P643.....	329
6.4.3	Características de los TCs.....	332
6.4.4	Características de los TPs.....	332
6.4.5	Calibración de las funciones de protección.	333
6.4.5.1	Función de protección diferencial 87T.....	333
6.4.5.2	Protección de sobrecorriente de fases, instantánea y temporizada 50/51.	338
6.4.5.3	Protección de sobrecorriente direccional de fases 67.	342
6.4.5.4	Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de tierra 50N/51N.....	345
6.4.5.5	Protección de sobrecorriente direccional de tierra 67N.....	346
6.4.5.6	Protección de bajatensión 27.	348



6.4.5.7	Protección de sobretensión 59.	350
6.4.5.8	Protección contra falla de interruptor 50BF.	352
6.5	Ajuste y coordinación de las funciones de protección de la barra de 69 kV.	353
6.5.1	Características de la barra.....	353
6.5.2	Relé MiCOM P746.....	354
6.5.3	Características de los TCs.....	355
6.5.4	Calibración de las funciones de protección.	356
6.5.4.1	Protección diferencial de barra 87B.	356
6.5.4.2	Protección contra falla del interruptor 50BF.	359
6.6	Ajuste y coordinación de las funciones de protección de la línea de transmisión.	361
6.6.1	Características de la línea.	361
6.6.2	Relé MiCOM P543.....	363
6.6.3	Características de los TCs y TPs.	364
6.6.4	Calibración de las funciones de protección.	364
6.6.4.1	Protección diferencial de línea 87.	365
6.6.4.2	Protección de distancia 21.	371
6.6.4.3	Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de fases 50/51 y de tierra 50N/51N.....	383
6.6.4.4	Protección de sobrecorriente direccional de fases 67 y tierra 67N.	386
6.6.4.5	Protección de bajatensión 27.	389
6.6.4.6	Protección de sobretensión 59.	390
6.6.4.7	Protección contra falla de interruptor 50BF.	391
7	<i>Estudio de estabilidad transitoria.....</i>	<i>393</i>
7.1	Introducción.	393
7.2	Estabilidad de un sistema de potencia.	393
7.3	Estabilidad transitoria.	394
7.4	Ecuación de oscilación de la máquina síncrona.	395
7.5	Criterio de igualdad de áreas.....	400
7.6	Ángulo y tiempo crítico de apertura.	404
7.7	Modelo para estudio de estabilidad transitoria.	405
7.8	Determinación del ángulo y tiempo crítico de despeje de las fallas.	407
8	<i>Conclusiones y recomendaciones.....</i>	<i>411</i>
8.1	Conclusiones.....	411
8.2	Recomendaciones.....	414
	<i>BIBLIOGRAFÍA.</i>	<i>416</i>
	<i>ANEXOS</i>	<i>419</i>



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Ejemplo de un diagrama unifilar de un SEP.	41
Figura 2.2. Diagrama unifilar de un SEP de cuatro barras.	41
Figura 2.3. Diagrama de impedancias del SEP de la figura 2.2.	42
Figura 2.4. Diagrama de reactancias de la figura 2.3.	43
Figura 2.5. Modelo eléctrico simplificado del generador síncrono de rotor cilíndrico.	46
Figura 2.6. Curva del ángulo de potencia de un generador síncrono de rotor cilíndrico.	47
Figura 2.7. Diagrama fasorial de un generador síncrono de polos salientes. ...	48
Figura 2.8. Curva de ángulo de potencia de un generador síncrono de polos salientes.	49
Figura 2.9. Circuito equivalente de un transformador de dos devanados y su reducción a una impedancia equivalente.	50
Figura 2.10. Esquema de un transformador de tres devanados y su circuito equivalente.	51
Figura 2.11. Circuito equivalente para representar una línea de transmisión corta.	53
Figura 2.12. Circuito equivalente en π , para una línea de transmisión de longitud media.	53
Figura 2.13. Modelo π de una línea de transmisión considerando parámetros distribuidos.	54
Figura 2.14. Sistema hidráulico utilizado por la central Saymirín.	56
Figura 2.15. Tuberías de presión de la central Saymirín.	57
Figura 2.16. Generador con turbina tipo Pelton de eje horizontal, de la central Saymirín fases I y II.	57
Figura 2.17. Diagrama unifilar de la central Saymirín fases I y II.	58
Figura 2.18. Generador con turbina tipo Francis de eje horizontal, de la central Saymirín fases III y IV.	59
Figura 2.19. Diagrama unifilar de la central Saymirín fases III y IV.	60
Figura 2.20. Modelo del generador WEG para las unidades de Saymirín V. ...	63
Figura 2.21. Aspecto e instalación en configuración redundante del regulador de tensión DECS-200.	64
Figura 2.22. Diagrama de bloques para aplicación estándar del regulador de tensión DECS-200.	65
Figura 2.23. Esquema de conexión de los servicios auxiliares de Saymirín V. ...	66
Figura 2.24. Ventana para edición de parámetros de la máquina síncrona en DlgSILENT Power Factory.	69
Figura 2.25. Ventana para edición de parámetros de un transformador de 2 devanados en DlgSILENT Power Factory.	70



Figura 2.26. Ventana de edición de parámetros de la línea Saymirín-Corpanche en DlgSILENT Power Factory.	71
Figura 2.27. Ventana de edición de parámetros de la subestación 11 en DlgSILENT Power Factory.	72
Figura 2.28. Ventana de edición de parámetros de un alimentador en DlgSILENT Power Factory.	73
Figura 3.1. Modelo de un sistema de dos barras para analizar los flujos de potencia.....	77
Figura 3.2. Modelo utilizado para la formulación matemática de flujos de potencia.....	79
Figura 3.3. Modelo utilizado para generalizar la formulación de flujos de potencia para un sistema eléctrico.	81
Figura 3.4. Fuentes que inyectan potencia en el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.....	99
Figura 3.5. Ventana de dialogo para configurar las opciones para el estudio de flujos de potencia.	110
Figura 3.6. Ejemplo de resultados obtenidos del estudio de flujos de potencia.....	111
Figura 4.1. Cortocircuito en un nodo i de un sistema eléctrico de potencia....	127
Figura 4.2. Forma de onda de la corriente de cortocircuito asimétrica.	129
Figura 4.3. Contribución del Sistema Eléctrico a la forma de onda de cortocircuito.	130
Figura 4.4. Contribución de los Generadores a la forma de onda de cortocircuito.	131
Figura 4.5. Contribución de los Motores Síncronos a la forma de onda de cortocircuito.	131
Figura 4.6. Contribución de los Motores de Inducción a la forma de onda de cortocircuito.	132
Figura 4.7. Forma de onda de la corriente de cortocircuito.	132
Figura 4.8. Probabilidad de ocurrencia de los distintos tipos de cortocircuitos.	135
Figura 4.9. Cortocircuito trifásico.....	136
Figura 4.10. Equivalente de Thevenin de un cortocircuito trifásico equilibrado.....	137
Figura 4.11. Diagrama unifilar de la figura 4.10.....	137
Figura 4.12. Cortocircuito monofásico.....	138
Figura 4.13. Redes interconectadas - cortocircuito monofásico.	139
Figura 4.14. Ventana de dialogo para configurar las opciones para el estudio de cortocircuitos.	142
Figura 4.15. Ejemplo de resultados obtenidos del estudio de cortocircuitos. .	143
Figura 5.1. Conexión de las unidades de Saymirín V.....	154
Figura 5.2. Diagrama unifilar de un cortocircuito entre fases del generador. .	157
Figura 5.3. Protección diferencial 87.	159



Figura 5.4. Protección diferencial porcentual 87.	160
Figura 5.5. Zonas de actuación del relé diferencial de porcentaje.	161
Figura 5.6. Cortocircuito fase-tierra en el estator.	162
Figura 5.7. Protección de sobrecorriente 50/51N contra fallas a tierra de los devanados del estator.	165
Figura 5.8. Protección de sobretensión 59N contra fallas a tierra de los devanados del estator.	166
Figura 5.9. Orientación de las corrientes en los neutros de los generadores cuando se produce una falla a tierra.	167
Figura 5.10. Zonas de actuación de la protección de sobrecorriente direccional 67N.....	169
Figura 5.11. Protección diferencial transversal 87.....	172
Figura 5.12. Líneas de flujo magnético en el entrehierro del generador en condiciones normales de operación.	174
Figura 5.13. Líneas de flujo magnético en el entrehierro del generador cuando se produce un cortocircuito en el devanado de campo.	174
Figura 5.14. Sistema de excitación tipo BRUSHLESS.	176
Figura 5.15. Juego de escobillas de la protección de falla a tierra del devanado de campo.....	177
Figura 5.16. Disposición del esquema de protección de falla a tierra del devanado de campo 64R.	178
Figura 5.17. Corte transversal de una ranura del devanado de campo.	179
Figura 5.18. Trayectoria de los lazos de las corrientes inducidas en el rotor.	180
Figura 5.19. Protección de secuencia negativa 46.....	182
Figura 5.20. Protección contra frecuencia anormal 81.	186
Figura 5.21. Zonas de actuación de la protección de pérdida de excitación. .	189
Figura 5.22. Protección de pérdida de excitación con una sola zona de actuación.....	190
Figura 5.23. Protección de pérdida de excitación 40.....	190
Figura 5.24. Protección de sobreexcitación 24.....	193
Figura 5.25. Curva típica de operación V/Hz de un generador.....	194
Figura 5.26. Protección de potencia inversa 32.	196
Figura 5.27. Protección de deslizamiento de polo 78.....	198
Figura 5.28. Característica de actuación de un relé de deslizamiento de polo.....	200
Figura 5.29. Protección de energización inadvertida 50/27.....	203
Figura 5.30. Protección de bajatensión 27 y sobretensión 59.	206
Figura 5.31. Interruptor principal y de respaldo para Saymirín V.	208
Figura 5.32. Protección de pérdida de señal de los TPs.	210
Figura 5.33. Característica de operación de la protección de distancia tipo impedancia.....	213
Figura 5.34. Protección de respaldo tipo impedancia 21.....	213



Figura 5.35. Característica de operación de la protección de sobrecorriente restringida por tensión.....	215
Figura 5.36. Protección de respaldo de sobrecorriente con restricción de tensión 51V.	215
Figura 5.37. Esquema básico de conexión de TCs para la protección diferencial de un transformador conectado en Δ -Y.....	217
Figura 5.38. Preservación de la selectividad de la protección de sobrecorriente usando unidades instantáneas.....	221
Figura 5.39. Protección de falla a tierra de una conexión delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente.	222
Figura 5.40. Aspecto físico e instalación de un relé Buchholz.....	224
Figura 5.41. Esquema radial de una línea de transmisión.....	226
Figura 5.42. Protección con relé de distancia. (a) Esquema unifilar. (b) Diagrama R-X de la característica de impedancia que ve el relé.	227
Figura 5.43. Características de operación de los relés de distancia.	228
Figura 5.44. Zonas de operación de los relés de distancia.	229
Figura 5.45. Relés de distancia con disparo sincronizado simultáneo.	229
Figura 5.46. Protección diferencial de tres terminales.....	232
Figura 5.47. Conexión básica de protección diferencial de barra que detecta fallas de fase a tierra, en dos posiciones de barra.	233
Figura 6.1. Relé MiCOM P343.	241
Figura 6.2. Diagrama de conexión interno del relé MiCOM P343.	242
Figura 6.3. Característica de operación de la función de protección diferencial de restricción 87G en el relé MiCOM P343.	245
Figura 6.4. Diagrama de conexión de los RTD al relé MiCOM P343.	248
Figura 6.5. Característica térmica de secuencia de fase negativa del relé MiCOM P343.....	252
Figura 6.6. Puntos de falla donde brinda respaldo la protección 51V.	265
Figura 6.7. Característica de actuación de la protección de sobrecorriente controlada por tensión.....	266
Figura 6.8. Transformación del vector de tensión para un transformador Yd_{11}	268
Figura 6.9. Modelo simplificado para un cortocircuito trifásico.	269
Figura 6.10. Modelo simplificado para un cortocircuito fase-fase.....	270
Figura 6.11. Modelo del sistema utilizado para obtener la corriente de falla mínima del generador de un cortocircuito trifásico y bifásico.	271
Figura 6.12. Curva de capacidad térmica de tiempo corto del generador.	275
Figura 6.13. Curva de daño de sobrecorriente del transformador.	275
Figura 6.14. Curva de actuación de sobrecorriente para la protección 51V... ..	277
Figura 6.15. Ejemplo de calibración de la protección de bajafrecuencia 81U.	288
Figura 6.16. Unidad externa P391.....	292
Figura 6.17. Esquema de conexión de la unidad externa P391 al relé.	292



Figura 6.18. Circuito equivalente utilizado para el cálculo de la resistencia de falla a tierra.....	293
Figura 6.19. Conexión de los TCs para la protección de sobrecorriente direccional de falla a tierra 67N.....	298
Figura 6.20. Conexión de los TP's para la protección de sobrecorriente direccional de falla a tierra 67N.....	298
Figura 6.21. Modelo del sistema utilizado para analizar un desbalance de carga.....	300
Figura 6.22. Modelo utilizado para calcular un desbalance del 10% de las corrientes de fase.....	301
Figura 6.23. Modelo de secuencia positiva y negativa del transformador tipo no acorazado.....	302
Figura 6.24. Modelo de secuencia cero del transformador tipo no acorazado.....	302
Figura 6.25. Simulación de la corriente capacitiva con Saymirín V fuera de línea.....	310
Figura 6.26. Curva de corriente Inrush del transformador.....	311
Figura 6.27. Modelo simplificado del sistema utilizado para configurar la protección de pérdida de sincronismo.....	314
Figura 6.28. Relé MULTILIN 350.....	321
Figura 6.29. Diagrama de conexión interno del relé MULTILIN 350.....	322
Figura 6.30. Relé MiCOM P643	330
Figura 6.31. Diagrama de conexión interno de la familia de relés MiCOM P64x.....	331
Figura 6.32. Esquema unifilar de la protección diferencial del transformador de Saymirín V.....	334
Figura 6.33. Característica de operación de la función de protección diferencial 87T en el relé MiCOM P643.....	335
Figura 6.34. Curvas de tiempo inverso del transformador y generador.....	340
Figura 6.35. Simulación de falla trifásica en la barra de baja tensión del transformador de Saymirín V, la corriente subtransitoria es Ikss.....	341
Figura 6.36. Configuración de la barra de 69kV de la central Saymirín.....	354
Figura 6.37. Relé MiCOM P746.....	355
Figura 6.38. Diagrama de conexión interno del relé MiCOM P746.....	355
Figura 6.39. Característica de operación de la función de protección diferencial 87 en el relé MiCOM P746.....	356
Figura 6.40. Configuración de la protección diferencial de tres terminales para la línea de transmisión de Saymirín.....	362
Figura 6.41. Relé MiCOM P54x.....	363
Figura 6.42. Diagrama de conexión interno del relé MiCOM P54x.....	364
Figura 6.43. Característica de operación de la función de protección diferencial de tres terminales en el relé MiCOM P543.....	365



Figura 6.44. Sentido del flujo de potencia y posición de fallas consideradas para determinar la cobertura la protección diferencial a implementar en la línea de transmisión.....	367
Figura 6.45. Esquema de zonas de protección de un relé de distancia.	371
Figura 6.46. Característica de operación de la protección de distancia en el relé MiCOM P543.....	372
Figura 6.47. Ubicación de la falla al 80% de la línea Saymirín – S/E 7 dentro de las zonas de protección del relé de distancia.	378
Figura 6.48. Ubicación de la falla al 100% de la línea Saymirín – S/E 7 dentro de las zonas de protección del relé de distancia.	379
Figura 6.49. Ubicación de la falla al 5% (0,26 km) de la línea S/E 7 – S/E Cuenca dentro de las zonas de protección del relé de distancia.....	379
Figura 6.50. Ubicación de la falla al 6% (0,22 km) de la línea S/E 7 – S/E 4 dentro de las zonas de protección del relé de distancia.	380
Figura 6.51. Ubicación de la falla al 1,5% (0,15 km) de la línea S/E 7 – S/E 12 dentro de las zonas de protección del relé de distancia.	380
Figura 6.52. Ubicación de la falla al 80% de la línea Saymirín – S/E 7 dentro de las zonas de protección del relé de distancia.	381
Figura 6.53. Ubicación de la falla al 58% de la línea Saymirín – S/E 7 dentro de las zonas de protección del relé de distancia.	381
Figura 6.54. Ubicación de la falla en la barra Saucay dentro de las zonas de protección del relé de distancia.	382
Figura 6.55. Curvas de tiempo inverso del transformador, generador, línea de transmisión y transformadores de la S/E 7.....	384
Figura 6.56. Curvas de tiempo inverso para la protección de sobrecorriente de falla a tierra de la línea de transmisión y transformadores de Saymirín V y S/E 7.....	386
Figura 7.1. Medición del ángulo del rotor respecto a un eje que gira a velocidad síncrona.....	396
Figura 7.2. Modelo básico de generador conectado a una barra infinita.	400
Figura 7.3. Punto de operación normal en la curva de potencia vs ángulo. ...	401
Figura 7.4. Áreas proporcionales de energía como resultado de la oscilación del ángulo del rotor tras falla, en la curva de potencia vs ángulo.	402
Figura 7.5. Áreas proporcionales de energía como resultado de la oscilación del ángulo del rotor tras recuperación de la falla, en la curva de potencia vs ángulo.....	403
Figura 7.6. Criterio de igualdad de áreas para determinar el ángulo crítico de despeje de falla, en la curva de potencia vs ángulo.	404
Figura 7.7. Esquema eléctrico del área de influencia de Saymirín V.	406
Figura 7.8. Esquema eléctrico simplificado de una unidad de Saymirín V frente a la S/7 como barra infinita.....	406
Figura 7.9. Diagrama unifilar una unidad de Saymirín V frente a la S/7 como barra infinita.....	407



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Características del equipo electromecánico de la central.....	58
Tabla 2.2. Características del equipo electromecánico de la central Saymirín fases III y IV.....	60
Tabla 2.3. Características técnicas de los principales elementos y obras civiles de Saymirín V.....	63
Tabla 2.4. Características electromecánicas de los generadores de Saymirín V.....	64
Tabla 2.5. Características de los transformadores de Saymirín V.....	66
Tabla 3.1. Características de las líneas de transmisión que conforman el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.....	91
Tabla 3.2. Características de las barras que conforman el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.....	92
Tabla 3.3. Características de los transformadores de dos devanados que conforman el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.....	93
Tabla 3.4. Características de los transformadores de tres devanados que conforman el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.....	95
Tabla 3.5. Prioridad de despacho de las unidades de la central Saucay.	101
Tabla 3.6. Prioridad de despacho actual de unidades de la central Saymirín.	101
Tabla 3.7. Prioridad de despacho con el ingreso de la fase V de la central Saymirín.	102
Tabla 3.8. Demandas mínimas de los alimentadores de la CENTROSUR para el año 2014.....	103
Tabla 3.9. Demandas máximas de los alimentadores de la CENTROSUR para el año 2014.....	104
Tabla 3.10. Distribución de los alimentadores en las subestaciones de la CENTROSUR.....	105
Tabla 3.11. Despacho de los generadores de ELECAUSTRO – Demanda Máxima (Sistema Actual).....	107
Tabla 3.12. Despacho de los generadores de ELECAUSTRO – Demanda Máxima (Ingreso Saymirín V).....	107
Tabla 3.13. Despacho de los generadores de ELECAUSTRO – Demanda Mínima (Sistema Actual).	108
Tabla 3.14. Despacho de los generadores de ELECAUSTRO – Demanda Mínima (Ingreso Saymirín V).....	108
Tabla 3.15. Resultado SUBESTACIONES caso 1 – Estudio flujos de potencia.....	113
Tabla 3.16. Resultado GENERADORES caso 1 – Estudio flujos de potencia.....	114
Tabla 3.17. Resultado TRANSFORMADORES caso 1 – Estudio flujos de potencia.....	116



Tabla 3.18. Resultado LÍNEAS DE TRANSMISIÓN caso 1 – Estudio flujos de potencia.....	117
Tabla 3.19. Resultado SUBESTACIONES caso 2 – Estudio flujos de potencia.....	118
Tabla 3.20. Resultado GENERADORES caso 2 – Estudio flujos de potencia.....	119
Tabla 3.21. Resultado TRANSFORMADORES caso 2 – Estudio flujos de potencia.....	120
Tabla 3.22. Resultado LÍNEAS DE TRANSMISIÓN caso 2 – Estudio flujos de potencia.....	121
Tabla 3.23. Resultado SUBESTACIONES caso 3 – Estudio flujos de potencia.....	122
Tabla 3.24. Resultado LÍNEAS DE TRANSMISIÓN caso 3 – Estudio flujos de potencia.....	123
Tabla 4.1. Resultados cortocircuito trifásico y monofásico – Corriente máxima de cortocircuito.	146
Tabla 4.2. Resultados cortocircuito trifásico y monofásico – Corriente máxima de cortocircuito. (Línea Saucay-Corpanche operativa).	147
Tabla 4.3. Resultados cortocircuito trifásico y monofásico – Corriente mínima de cortocircuito.	149
Tabla 4.4. Resultados cortocircuito trifásico y monofásico – Corriente mínima de cortocircuito. (Línea Saucay-Corpanche operativa).....	150
Tabla 6.1. Modelos de IED a utilizar en la central Saymirín y en las líneas de transmisión Saymirín – Corpanche, Saucay – Corpanche, y Corpanche – Ricaurte.....	238
Tabla 6.2. Características de los generadores de Saymirín V.....	240
Tabla 6.3. Características del relé MiCOM P343.	241
Tabla 6.4. Características de los TCs.....	243
Tabla 6.5. Características de los TPs.....	244
Tabla 6.6. Tabla de configuración de la función de protección diferencial de restricción 87G del relé MiCOM P343.	247
Tabla 6.7. Tabla de configuración de las etiquetas de la función de protección de sobrecarga térmica por RTD del relé MiCOM P343.	249
Tabla 6.8. Tabla de configuración de la función de protección de sobrecarga térmica por RTD del relé MiCOM P343.....	250
Tabla 6.9. Corriente de secuencia negativa máxima admisible y constante térmica de los generadores según la norma IEC60034-1.	252
Tabla 6.10. Tabla de configuración de la función de protección de secuencia de fase inversa (térmico) del relé MiCOM P343.....	255
Tabla 6.11. Tabla de configuración de la función de protección de potencia inversa del relé MiCOM P343.....	258
Tabla 6.12. Tabla de configuración de la función de protección de pérdida de campo del relé MiCOM P343.	264



Tabla 6.13. Constantes para las curvas IEC/UK y IEEE/US.	277
Tabla 6.14. Tabla de configuración de la función de protección de respaldo de sobrecorriente dependiente de la tensión del relé MiCOM P343.	279
Tabla 6.15. Tabla de configuración de la función de protección de bajatensión del relé MiCOM P343.	283
Tabla 6.16. Tabla de configuración de la función de protección de sobretensión del relé MiCOM P343.	287
Tabla 6.17. Tabla de configuración de la función de protección de bajafrecuencia del relé MiCOM P343.	290
Tabla 6.18. Tabla de configuración de la función de protección de sobrefrecuencia del relé MiCOM P343.	291
Tabla 6.19. Tabla de configuración de la función de protección de falla a tierra del rotor del relé MiCOM P343.	296
Tabla 6.20. Resumen del cálculo de falla a tierra del devanado del estator...	304
Tabla 6.21. Tabla de configuración de la función de protección de sobrecorriente direccional de falla a tierra del relé MiCOM P343.	307
Tabla 6.22. Tabla de configuración de la función de protección de supervisión del transformador de tensión del relé MiCOM P343.	312
Tabla 6.23. Tabla de configuración de la función de protección pérdida de sincronismo del relé MiCOM P343.	318
Tabla 6.24. Características del relé MULTILIN 350.	321
Tabla 6.25. Características del transformador de potencia de Saymirín V.	329
Tabla 6.26. Características del relé MiCOM P643.	330
Tabla 6.27. Tabla de configuración de la función de protección diferencial 87T del relé MiCOM P643.	338
Tabla 6.28. Tabla de configuración de la función de protección contra sobrecorriente direccional de fases para el devanado de alta tensión del relé MiCOM P643.	344
Tabla 6.29. Tabla de configuración de la función de protección contra sobrecorriente direccional de fases para el devanado de baja tensión del relé MiCOM P643.	345
Tabla 6.30. Tabla de configuración de la función de protección contra sobrecorriente direccional de tierra para el devanado de alta tensión del relé MiCOM P643.	347
Tabla 6.31. Tabla de configuración de la función de protección contra sobrecorriente direccional de tierra para el devanado de baja tensión del relé MiCOM P643.	348
Tabla 6.32. Tabla de configuración de la función de protección contra bajatensión del relé MiCOM P643.	350
Tabla 6.33. Tabla de configuración de la función de protección contra sobretensión en valores secundarios de TP, para el relé MiCOM P643.	351
Tabla 6.34. Temporizaciones típicas para el ajuste de la protección contra falla de interruptor.	352



Tabla 6.35. Tabla de configuración de la función de protección contra falla del interruptor, del relé MiCOM P643.....	353
Tabla 6.36. Características del relé MiCOM P746.	354
Tabla 6.37. Tabla de configuración de la función de protección diferencial de barra 87 del relé MiCOM P746.....	359
Tabla 6.38. Temporizaciones típicas para el ajuste de la protección contra falla de interruptor.	359
Tabla 6.39. Tabla de configuración de la función de protección contra falla del interruptor, del relé MiCOM P643.....	361
Tabla 6.40. Características del relé MiCOM P543.	363
Tabla 6.41. Tabla de configuración de la función de protección diferencial 87 del relé MiCOM P543.	370
Tabla 6.42. Ajuste de alcance de las zonas de la protección de distancia de fases.....	375
Tabla 6.43. Ajuste de alcance de las zonas de la protección de distancia de tierra.	375
Tabla 6.44. Tabla de configuración de la función de protección de sobrecorriente direccional de fases del relé MiCOM P543.....	388
Tabla 6.45. Tabla de configuración de la función de protección contra sobrecorriente direccional de fallas a tierra para el relé MiCOM P543.....	388
Tabla 6.46. Tabla de configuración de la función de protección contra bajatensión del relé MiCOM P543.....	390
Tabla 6.47. Tabla de configuración de la función de protección contra sobretensión del relé MiCOM P543.....	391
Tabla 6.48. Temporizaciones típicas para el ajuste de la protección contra falla de interruptor relé MiCOM P543.....	391
Tabla 6.49. Tabla de configuración de la función de protección contra falla del interruptor, del relé MiCOM P543.....	392



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO HA
SIDO DESARROLLADO POR LOS SRS.:

JUAN PABLO FÁREZ PUCHA
WILLIAM FRANCISCO MENDIETA BENAVIDES



ING. CARLOS DURÁN NORITZ
DIRECTOR DE TESIS



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Juan Pablo Fárez Pucha, autor de la tesis *"ESTUDIO DE DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAYMIRÍN Y SU COORDINACIÓN"*, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, octubre 2013

Juan Pablo Fárez Pucha
C.I.: 0302020581

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, William Francisco Mendieta Benavides, autor de la tesis ***"ESTUDIO DE DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAYMIRÍN Y SU COORDINACIÓN"***, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, octubre 2013

William Francisco Mendieta Benavides
C.I.: 0104495601

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador





UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Juan Pablo Fárez Pucha, autor de la tesis *"ESTUDIO DE DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAYMIRÍN Y SU COORDINACIÓN"*, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre 2013.

Juan Pablo Fárez Pucha
C.I.: 0302020581

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999.

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail: cdjbr@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, William Francisco Mendieta Benavides, autor de la tesis ***"ESTUDIO DE DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAYMIRÍN Y SU COORDINACIÓN"***, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre 2013.

William Francisco Mendieta Benavides
C.I.: 0104495601

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador





AGRADECIMIENTO.

En primer lugar agradecemos a Dios por darnos la fortaleza para afrontar todas las adversidades a lo largo de nuestra vida estudiantil.

Nuestro profundo sentido de gratitud por el apoyo en el presente trabajo de tesis al Ingeniero Carlos Durán Noritz por su guía, apoyo y amistad.

De igual manera a los Ingenieros: Marcelo Gomezcuello, Víctor Sarango, Geovanny Zambrano y Francisco Martínez, y a la Sra. Malena Ávila, por su colaboración brindada a lo largo de este trabajo de tesis.

Agradecemos a la Universidad de Cuenca, en las personas de cada uno de los profesores que nos compartieron sus conocimientos y experiencia.

A ELECAUSTRO S.A. por brindarnos la oportunidad de desarrollar el presente tema de tesis.

De manera muy especial queremos agradecer a Francisco Sánchez y a todos nuestros compañeros por su apoyo y por su amistad.

Los Autores



DEDICATORIA.

A mi madre, Rosa Clementina.
Por todos estos años siendo ejemplo, consejo y guía.
Gracias.

Juan Pablo Fárez



DEDICATORIA.

A mi mamá María Benavides, muchas gracias por todo el tiempo que me dedicó; y por todo el esfuerzo, apoyo, consejo y amor que siempre me brindó.

A mi papá William Mendieta, muchas gracias por su ejemplo intachable de hombre de bien.

A mi hermana Erika Mendieta, muchas gracias por su amistad, compañía y amor.

A mi querida sobrinita Camila Santana, muchas gracias princesita por toda la alegría que brindaste a mi vida.

A Johanna Abad, muchas gracias por todo el tiempo compartido, por todo tu apoyo y amor.

William Mendieta



1 INTRODUCCIÓN.

1.1 ANTECEDENTES.

La central hidroeléctrica Saymirín pertenece a la Empresa Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO S.A., actualmente consta de cuatro fases; de las cuales las dos primeras han operado durante un tiempo superior a los cincuenta años, alcanzando ya el fin de su vida útil, razón por la que se ha decidido reemplazarlas por una nueva fase denominada Saymirín V.

Saymirín V está diseñada para operar con dos unidades tipo Pelton de 3.760 kW cada una, en reemplazo de las cuatro unidades más antiguas de la central; las dos primeras pertenecientes a la fase I con una potencia individual de 1.256 kW y las dos restantes de la fase II, con una potencia individual de 1.960 kW, todas tipo Pelton. Las unidades tipo Francis de las fases III y IV continuarán operando conjuntamente con los nuevos generadores de la fase V.

Para efectuar la integración de la fase V, con las fases III y IV de la central Saymirín, se requiere elaborar nuevos estudios de análisis para verificar sus características de operación y realizar los ajustes necesarios para coordinar los sistemas existentes con los nuevos sistemas proyectados.

1.2 ALCANCE.

La presente tesis incluye el desarrollo del modelo eléctrico para los componentes de potencia de las unidades generadoras, transformadoras y de la línea de evacuación de la central Saymirín. Este modelo es necesario para realizar los estudios de análisis de red requeridos.

El primer estudio es el de flujos de potencia del sistema, el cual permite analizar y verificar la cargabilidad, pérdidas, niveles de tensión en las barras, flujos de potencia activa y reactiva de los generadores y transformadores de la central y de la línea que la interconecta con las redes de subtransmisión de la CENTROSUR.

En una segunda etapa se realiza el estudio de cortocircuitos y los cálculos pertinentes para definir las características y parámetros para la actualización de los ajustes existentes en los relés de protección de las fases III y IV, y una primera propuesta de ajuste y coordinación de los relés de la fase V, teniendo en cuenta la coordinación aguas abajo con las redes de la CENTROSUR.

Posteriormente, se realiza la determinación de las funciones de protección a ser activadas en los relés digitales, las cuales se escogen luego realizar un



análisis profundo de cada una y al tomar como base normas internacionales y recomendaciones de literatura especializada en el tema.

Con los resultados obtenidos de los estudios de flujos de potencia y de cortocircuitos se realiza el ajuste y coordinación de las funciones de protección para todos los elementos de potencia de la central. La propuesta de ajuste y coordinación se orienta al óptimo aprovechamiento de las funciones tanto de protección, como de monitoreo y control disponible en los relés digitales (IED¹).

Finalmente, con los resultados obtenidos en los puntos anteriores, se realiza el estudio de estabilidad transitoria para analizar el comportamiento dinámico de la respuesta de la central y de su sistema de protecciones. En este estudio se consideran las características de la nueva configuración de la central, los parámetros de las unidades generadoras, transformadores, línea y los ajustes del sistema protecciones.

1.3 JUSTIFICACIÓN.

La configuración con la cual va a operar la central Saymirín, requiere de la elaboración de estudios eléctricos para determinar la influencia de la fase V sobre las fases III y IV y sobre el sistema de subtransmisión de la CENTROSUR, para garantizar de esta manera la seguridad en la operación de las fases actuales y la integración confiable de la nueva fase.

Los resultados obtenidos de los estudios de flujos de potencia, cortocircuitos y estabilidad transitoria, son utilizados para determinar el correcto ajuste, calibración y verificación de la actuación de las funciones de protección de la central.

La acertada intervención del sistema de protecciones permite asegurar en primer lugar la seguridad del personal y subsiguientemente la integridad de los equipos de potencia y del sistema en general.

La inversión realizada por ELECAUSTRO para la modernización de sus centrales, pretende mejorar la confiabilidad y eficiencia de las mismas, por ello es importante que se aproveche al máximo las funciones de protección, monitoreo y control que incorporan los relés digitales, tanto para reducir la probabilidad de daño sobre los equipos como para mejorar la eficiencia y productividad.

La presente tesis permite poner en práctica los conocimientos adquiridos y tener contacto con el ejercicio profesional, brindando gran experiencia y apoyando a complementar la formación integral de sus autores, también

¹ IED (Intelligent Electronic Device). Dispositivo Electrónico Inteligente.



permite adquirir nuevos conocimientos teóricos y prácticos, producto de las exigencias del tema a tratar.

Así mismo, el desarrollo de esta tesis tiene una importancia significativa para ELECAUSTRO, pues mediante los resultados obtenidos se pretende afinar los estudios de protecciones definitivos de la central de Saymirín y optimizar el uso de sus equipos de protección.

1.4 METODOLOGÍA.

Para el proceso de la elaboración de la tesis, en primera instancia se desarrolla una base teórica, la cual permite fundamentar todos los métodos y procesos de análisis a desarrollarse, así como la verificación de los resultados obtenidos.

Partiendo de la fundamentación teórica, se procede a definir las funciones de protección necesarias para brindar la mayor confiabilidad y seguridad en la operación de los elementos de potencia de la central. Posteriormente, se verifica que las funciones de protección con las cuales cuentan los distintos relés a ser instalados, estén acorde a las seleccionadas previamente.

Para la activación, ajuste y calibración de las funciones de protección, se requiere investigar y analizar la estructura de configuración propia de cada relé, para que de esta manera se pueda explotar al máximo sus bondades y obtener una óptima respuesta del sistema de protecciones.

Debido a la complejidad de los análisis, y a la disponibilidad actual de programas computacionales que brindan las herramientas necesarias para facilitar la modelación, el estudio, los análisis y la verificación de resultados, se ha optado por utilizar un software, el cual tiene la capacidad de realizar los estudios propuestos.

1.5 OBJETIVOS.

Partiendo del contenido de los puntos anteriores, se ha optado por clasificar los objetivos de la tesis en generales y específicos.

- **Objetivos generales:**

- Actualización del estudio del sistema de protecciones de las fases III y IV de la central hidroeléctrica Saymirín.
- Definición del esquema de protecciones de la central Saymirín.
- Desarrollo de la propuesta de calibración y coordinación de las funciones de protección de la central Saymirín.



- **Objetivos Específicos:**

- Desarrollo del modelo eléctrico a utilizar para representar la central hidroeléctrica Saymirín y su interconexión con la CENTROSUR.
- Estudio de flujos de potencia para analizar las condiciones de operación de la central Saymirín.
- Estudio de cortocircuitos para definir los parámetros y las características de las funciones de protección que serán activadas.
- Simulación de contingencias y determinación de las condiciones de operación del sistema.
- Definición de las funciones de protección a utilizar para cada uno de los elementos de potencia de la central Saimirí.
- Propuesta de ajuste y coordinación de las funciones de protección a ser activadas en los relés digitales de la central Saymirín.
- Estudio de estabilidad transitoria para comprobar la respuesta dinámica de la central Saymirín y la validez de la calibración de su sistema de protecciones ante contingencias en la red.

1.6 ASPECTOS GENERALES DEL AJUSTE Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.

Los objetivos principales de todo sistema de protecciones es garantizar la seguridad del personal involucrado, mantener la seguridad en la operación del sistema y disminuir los daños de los equipos de potencia provocados por perturbaciones y condiciones anormales de la red.

Para cumplir los objetivos mencionados, es necesario realizar un correcto ajuste y coordinación de todas las funciones de protección, de tal manera que selectivamente y en el menor tiempo posible la parte afectada del sistema sea aislada para evitar que se propague.

La importancia de la actuación correcta del sistema de protecciones radica en evitar la pérdida de estabilidad del sistema, caídas de tensión, aliviode carga, salidas de unidades no afectadas, y el daño o destrucción de equipos, y mantener la continuidad del servicio dentro de los índices de calidad establecidos.



El sistema de protecciones debe ofrecer también la posibilidad de brindar toda la información necesaria que permita ubicar rápidamente la parte del sistema o equipo afectado, de tal manera que el personal pueda actuar rápidamente para corregir y eliminar la falla.

Para realizar el apropiado ajuste y coordinación de todas las funciones de protección se necesita entender el comportamiento de los equipos individuales y del sistema como un todo, y tomando como base el conocimiento científico y la experiencia, ajustar las funciones del esquema de protecciones con el objetivo de que el sistema pueda mantenerse el mayor tiempo posible en un estado de operación normal.

Las características que debe cumplir un sistema de protección son:

- **Selectividad:** El sistema debe actuar aislando únicamente la parte del sistema afectado.
- **Sensibilidad:** El sistema de protecciones debe ser apto para detectar el menor disturbio que pueda afectar la integridad de los elementos de potencia y la calidad del servicio.
- **Velocidad:** El sistema de protecciones debe detectar los disturbios y liberarlos en el menor tiempo posible.
- **Confiabilidad:** Es el grado de certeza que se tiene de la correcta operación que el sistema de protección debe realizar.
- **Seguridad:** Es el grado de certeza que se tiene de que las funciones de protección únicamente actúen para despejar las fallas para las cuales fueron configuradas.
- **Simplicidad:** Con el menor número de elementos debe garantizarse la correcta operación del sistema de protecciones.
- **Autodiagnóstico:** Es necesario contar con funciones de autodiagnóstico, con el fin de verificar el estado de las funciones de protección, y garantizar su correcta actuación y mantenimiento.
- **Economía:** Es necesario diseñar un sistema de protecciones que brinde las mayores prestaciones y confiabilidad, al menor costo posible.

Partiendo de las ideas expresadas anteriormente se puede establecer los objetivos principales de un sistema de protecciones para un sistema eléctrico:

1. Incrementar la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.



2. Minimizar el tiempo de interrupciones.
3. Disminuir el daño provocado por las fallas.
4. Reducir los costos de reparación.
5. Evitar la propagación de fallas.

Para realizar un correcto ajuste y coordinación de las funciones de protección, es importante contar con toda la información disponible sobre el sistema o equipo a proteger, y mediante ciertos criterios técnicos establecer los siguientes parámetros:

- La influencia del sistema protegido sobre el resto del sistema.
- La determinación de las zonas de actuación de cada función de protección.
- El comportamiento de las funciones de protección ante los disturbios del sistema.
- La determinación de las funciones de protección principales, funciones de respaldo y sus zonas de traslape.

1.7 RELÉS DIGITALES (IED).

De los diferentes disturbios que pueden presentarse en un sistema eléctrico, algunos pueden ser muy severos y muy rápidos (comprendidos en el orden de los μs a los ms); por ello, resulta indispensable utilizar dispositivos de protección que sean capaces de detectar adecuadamente condiciones anormales y actuar en estos rangos de tiempo.

El desarrollo tecnológico y la evolución en las técnicas para el análisis de los sistemas eléctricos, de la teoría de control, del procesamiento digital de señales y de las comunicaciones; han permitido diseñar elementos de protección muy robustos y que brindan una gran variedad de prestaciones al momento de diseñar un sistema de protecciones, optimizando recursos y espacio físico.

Estos elementos de protección reciben el nombre de relés digitales y su tecnología está basada en microprocesadores. Estos relés convierten las señales analógicas de la onda de las entradas de tensión y corriente en señales binarias, las cuales posteriormente son procesadas numéricamente por medio de algoritmos computacionales.

Estos algoritmos son los encargados de detectar condiciones anormales en las señales de entrada y emitir las señales de disparo. Mediante este



procedimiento de detección de fallas, se ha logrado superar la confiabilidad y velocidad de actuación, en comparación a los relés electromecánicos y de estado sólido.

Las funciones de comunicación incorporadas en estos dispositivos, permiten la fácil interacción con otros elementos de protección y con estaciones de control y supervisión ya sea de forma local o remota.

Otra función muy importante de estos relés es la de autodiagnóstico, la cual es la encargada de monitorear su estado, y en el caso de detectar alguna falla interna, bloquea las funciones de protección activadas y envía una señal de alerta hacia el sistema de control y supervisión.

Los relés digitales permiten en tiempo real realizar los registros oscilográficos y la grabación de datos para la elaboración de informes del sistema en los cuales se incluyen medición de las señales de tensión y corriente, informe de eventos, diagnóstico y localización de las fallas y perturbaciones en el sistema.

Una de las ventajas más importantes que ofrecen estos dispositivos es la fácil configuración y ajuste de los parámetros de actuación de las diferentes funciones de protección que se desean activar. Estos ajustes se los realizan mediante un software adicional de fácil manejo.

Los relés digitales cuentan además con un interfaz hombre-máquina, en la cual se puede observar en tiempo real el estado del sistema, los parámetros de ajuste de cada una de las funciones de protección, el estado del relé, la topografía del esquema de protección, los valores que toma la tensión, corriente, frecuencia, potencia, entre otros.

El costo al utilizar estos dispositivos dentro de un sistema de protecciones se ve enormemente compensado debido al gran número de funciones de protección, medición, control, monitoreo y comunicación que están agrupadas en el mismo elemento.

Una lista de los dispositivos de protección según la nomenclatura ANSI se puede observar en el Anexo A.



2 MODELO ELÉCTRICO DE LA CENTRAL SAYMIRÍN.

2.1 INTRODUCCIÓN.

Los estudio de flujos de potencia y cortocircuitos de un sistema eléctrico, requieren de un modelo adecuado que permita analizar su respuesta en estado estable cuando está sujeto a variaciones en la demanda, generación y topología de la red; y en condiciones de falla debido a pérdidas del aislamiento, que generalmente se presenta en las líneas de transmisión y subestaciones.

La representación del modelo eléctrico de un sistema, requiere de los modelos y parámetros individuales de los diferentes equipos de potencia que se encuentran conectados en la red, como generadores, transformadores, líneas de transmisión, configuración de las subestaciones, carga, etc.

Actualmente la central Saymirín está conformada por cuatro fases, denominadas fase I, II, III y IV, con un total de 6 unidades y con una potencia de generación de 14,4 MW. Para el año 2014 está previsto que la nueva fase V, conformada a su vez por dos generadores, reemplace las cuatro unidades correspondientes a las fases I y II, incrementado la generación a 15,4 MW.

Las fases I y II de la central Saymirín entraron en operación en los años 50 utilizando equipamiento electromecánico. Posteriormente, con el ingreso de las fases III Y IV en los años 90 se incorporó sistemas más modernos y se implantó el sistema SCADA². Tales cambios han contribuido para que a lo largo de la vida de la central se modifique su sistema eléctrico, de protección y control.

Por lo cual, con la entrada en operación de la fase V, la central requiere nuevamente de la actualización de su modelo eléctrico y de su esquema protección y de control. Esta es la temática tratada en el presente capítulo.

2.2 MODELACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

La modelación de un sistema eléctrico constituye una parte fundamental para simular y analizar su comportamiento, ante cualquier clase de evento que pueda presentarse.

Los modelos que se obtienen de cada uno de los elementos de potencia, permiten analizar su comportamiento individual y brindan la flexibilidad de que

² SCADA. (Supervisory Control And Data Acquisition). Supervisión, Control y Adquisición de Datos.



al integrarlos para conformar el modelo del sistema eléctrico del cual provienen, se puede analizar el comportamiento en su forma global.

Utilizando un modelo matemático correcto de los diferentes elementos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, es posible caracterizar y analizar el comportamiento del sistema en un régimen de funcionamiento estacionario, dinámico y transitorio.

Los resultados de los estudios realizados son de gran importancia, debido a que permiten predecir la respuesta del sistema ante el acontecimiento de cualquier contingencia y tomar las acciones correctivas correspondientes, con el objetivo de proveer al sistema eléctrico adecuados índices de confiabilidad, de calidad y economía.

Los elementos principales que conforman un sistema eléctrico son los generadores síncronos, los transformadores, las líneas de transmisión, las barras de las subestaciones y las cargas. Por tal motivo, se realizará una descripción rápida de los modelos eléctricos correspondientes únicamente a los elementos anteriormente descritos, con el objetivo de utilizar éstos modelos individuales para conformar el modelo eléctrico global del sistema.

2.2.1 SISTEMA POR UNIDAD.

En un sistema eléctrico se encuentran interconectados diferentes elementos cuyas características individuales como niveles de tensión, potencia nominal y valores de sus parámetros difieren entre sí. Por tal motivo y con el objetivo de simplificar la dificultad de realizar un análisis con todas éstas diferencias, se utiliza un procedimiento de normalización de todas las variables y parámetros.

Esta normalización se realiza mediante el cociente entre una magnitud y un valor denominado base, el cual posee sus mismas unidades. En la representación del modelo de un sistema eléctrico se pueden expresar en valores por unidad la potencia, la tensión, la corriente, la impedancia y la admitancia.

$$\text{Magnitud en pu} = \frac{\text{Magnitud en valores reales}}{\text{Magnitud base}} \quad [2.1]$$

Por lo general, en el análisis de un sistema eléctrico de potencia se escogen dos valores base:

1. Un valor base de tensión en cualquier punto del sistema. Este valor permitirá definir las tensiones base en el resto del sistema. Las cuales se obtienen a partir de este valor inicial y de las relaciones de transformación de los transformadores que se encuentren conectados.



2. Un valor base de potencia, el cual se tomará para todo el sistema.

El resto de valores base se pueden obtener al aplicar las siguientes ecuaciones:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}; \quad I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base}} \quad [2.2]$$

Una de las ventajas de esta normalización, es que al escoger de manera adecuada las cantidades base, todos los niveles de tensión se unifican, con lo cual se descartan las relaciones de transformación de los transformadores. Esto ocasiona que las tensiones, corrientes, impedancias y admitancias no cambien cuando se refieran de un lado a otro en cualquier transformador.

Una vez que se ha realizado las operaciones y se tengan estos valores en por unidad, para convertirlos en valores en sus respectivas unidades, será necesario únicamente multiplicarlos por su cantidad base.

Otra ventaja importante de aplicar este concepto, es que cuando los parámetros de equipos semejantes son puestos en por unidad, sus valores quedan dentro de rangos numéricos pequeños, lo cual proporciona una ayuda para la detección de posibles errores.

2.2.1.1 SISTEMAS POR UNIDAD EN SISTEMAS TRIFÁSICOS.

En un sistema eléctrico trifásico generalmente la tensión base se toma en función de la tensión fase-fase y la potencia base es la potencia trifásica.

$$S_{base} = S_{3\phi}; \quad V_{base} = V_{f-f} \quad [2.3]$$

De tal manera que la impedancia base y la corriente base están dadas por:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}; \quad I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \times V_{base}} \quad [2.4]$$

Los factores que se tiene en un sistema trifásico son $\sqrt{3}$ y 3, los cuales se relacionan con las cantidades de voltios, amperios y ohmios cuando existen conexiones $\Delta - Y$, éstos factores son considerados automáticamente al referir al sistema en por unidad con los valores base. Por lo tanto, el sistema trifásico puede ser resuelto, al considerarlo como un sistema monofásico en por unidad.

2.2.1.2 CAMBIO DE BASE.

Los fabricantes de los equipos eléctricos, definen las características de sus equipos en función a la tensión y potencia nominal, lo cual puede ocasionar que las impedancias en por unidad de los elementos se encuentren dadas en



bases propias, y que las mismas puedan ser diferentes a las del sistema donde están conectados.

Debido a que todo el sistema debe estar referenciado a una impedancia base común para su análisis, es necesario convertir estas impedancias utilizando las bases del sistema. Para realizar la conversión directamente de una impedancia sobre una base dada cualquiera, a la base del sistema se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$Z_{nueva (pu)} = Z_{dada (pu)} \times \left(\frac{V_{base (dada)}}{V_{base (nueva)}} \right)^2 \times \left(\frac{S_{base (nueva)}}{S_{base (dada)}} \right) \quad [2.5]$$

Otra forma de cambiar la impedancia a su nueva base, es en primer lugar convertirla en su valor en ohmios sobre sus bases propias y luego dividirla para la impedancia base del sistema.

2.2.2 DIAGRAMAS UNIFILARES.

En un sistema eléctrico real que se encuentra operando en condiciones normales, las tensiones y corrientes en todas sus fases son balanceadas, mientras que las impedancias tienen una ligera variación con respecto de una fase a otra, esto se debe a las imperfecciones en la de construcción de los elementos de potencia y en la asimetría en la impedancia de las cargas.

Para el análisis de un sistema trifásico se puede considerar que las impedancias en las fases son también balanceadas y por lo tanto, este sistema es posible resolverlo utilizando su equivalente monofásico; en el cual basta por calcular un valor de corriente o tensión de una fase y desfazarlo en 120° o 240° para encontrar los valores correspondientes para las fases restantes.

Un diagrama unifilar es una representación topológica gráfica de un sistema eléctrico, en el que se utiliza las representaciones gráficas de los componentes individuales del sistema y se omite el retorno de corriente por el neutro.

La información proporcionada por un diagrama unifilar debe ser precisa, simple y debe proporcionar los detalles más relevantes acerca del estudio que se pretende analizar. Del tipo de estudio que se quiera realizar dependerá que se dibuje o no, un componente en particular.

En la figura 2.1 se muestra un ejemplo de un diagrama unifilar de un sistema eléctrico de 7 barras.

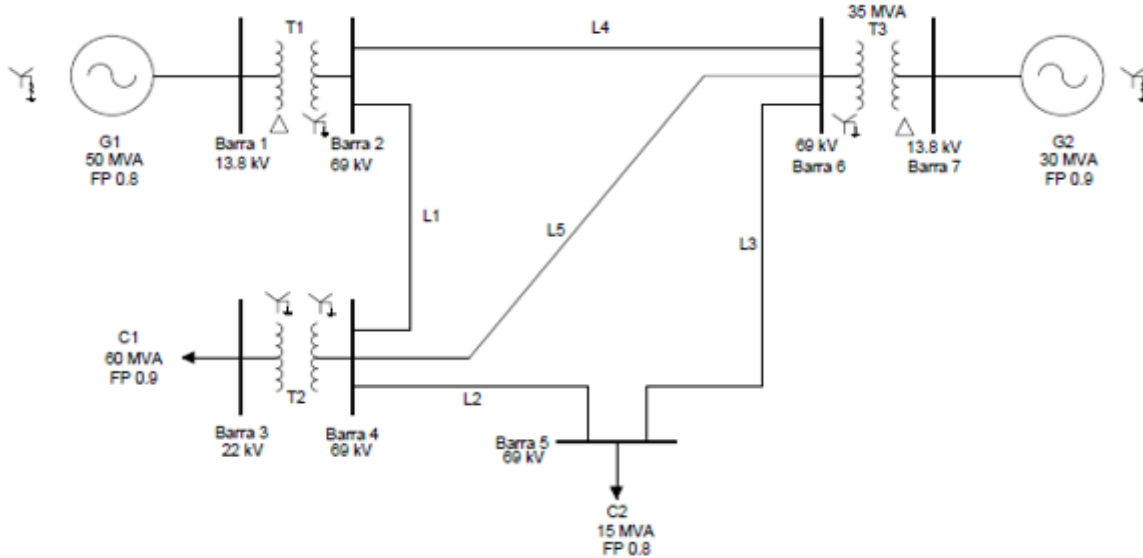


Figura 2.1. Ejemplo de un diagrama unifilar de un SEP.

Fuente: Elaboración propia.

2.2.3 DIAGRAMAS DE IMPEDANCIAS.

Cuando se requiere analizar el comportamiento del sistema eléctrico en condiciones estables o bajo la presencia de algún evento, es necesario transformar el diagrama unifilar del sistema bajo estudio, en un nuevo diagrama, en el cual se interconectan los modelos monofásicos equivalentes de sus componentes.

Los modelos eléctricos monofásicos de un mismo elemento pueden ser más complejos que otros, la elección de uno de ellos depende de la exactitud requerida. El diagrama de impedancias permite obtener la potencia, tensión, corriente, impedancia y admitancia, en sus unidades físicas reales, al resolver las ecuaciones circuitales planteadas a partir del esquema generado.

Cuando se elabora este diagrama, es importante considerar que todas las impedancias deben ser referidas al mismo lado de uno de los transformadores, para lo cual se debe tener presente su conexión y tipo. En la figura 2.2 se representa el diagrama unifilar de un sistema eléctrico de cuatro barras, y en la figura 2.3 su correspondiente diagrama de impedancias.



Figura 2.2. Diagrama unifilar de un SEP de cuatro barras.

Fuente: Elaboración propia.

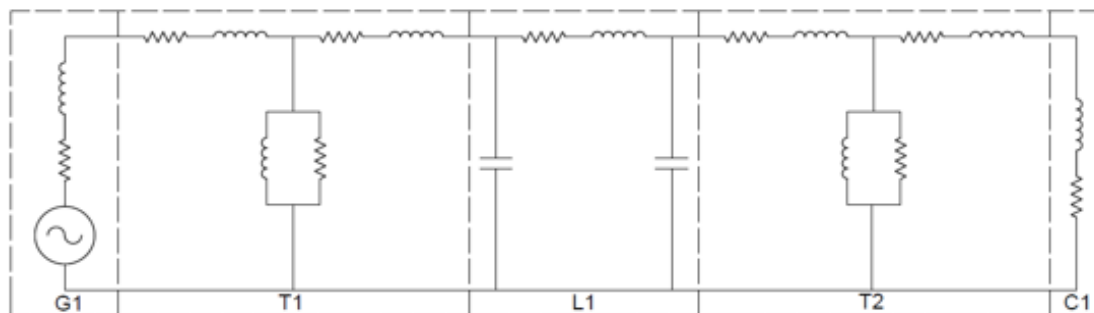


Figura 2.3. Diagrama de impedancias del SCF de la figura 2.2.

Fuente: Elaboración propia.

Debido al constante proceso de referir las impedancias de un lado a otro en los transformadores, y los posibles errores que se pueden introducir, se utiliza un diagrama en por unidad en el cual se evita todos éstos procesos de cálculo.

2.2.3.1 DIAGRAMAS DE REACTANCIAS.

Cuando se realiza un estudio de cortocircuitos se pueden hacer simplificaciones en el modelo eléctrico del sistema, lo cual implica que al analizar su comportamiento se obtendrá una respuesta aproximada, debido al error introducido al no considerar el modelo exacto; pero que sin embargo puede ser despreciado en la mayoría de las ocasiones.

Para conformar el nuevo modelo se parte del diagrama de impedancias y se toma las siguientes consideraciones:

- La impedancia magnetizante de los transformadores pueden despreciarse, debido a que es muy grande en comparación con el resto de impedancias del elemento. Las resistencias de los devanados y el desfase angular que existe en los transformadores que tienen conexión delta-estrella también se desprecian.
- En los generadores se desprecia la parte resistiva de la impedancia, debido a la que la relación X/R es muy grande.
- En las líneas de transmisión de longitud media y larga puede despreciarse la parte resistiva de la impedancia en serie, ya que la relación X/R es significativa. Cuando se produce un cortocircuito, las corrientes que fluyen a través del sistema se incrementan y las tensiones disminuyen mucho en comparación al estado de operación normal del sistema. Lo cual implica que la importancia de los campos magnéticos se torne mucho mayor que la de los campos eléctricos, y por lo tanto la admitancia en derivación también puede despreciarse.
- No se considera en el diagrama a las cargas que son estáticas debido a que cuando se produce un cortocircuito, la potencia que es absorbida por éstas, se reduce significativamente debido a que la magnitud de las

tensiones disminuye drásticamente y por lo tanto se las representa utilizando un circuito abierto.

Empleando los criterios anteriores, el diagrama de reactancias de la figura 2.3, resulta ser:

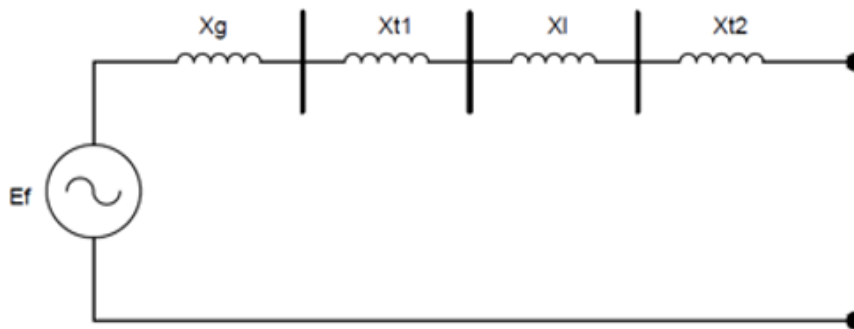


Figura 2.4. Diagrama de reactancias de la figura 2.3.

Fuente: Elaboración propia.

2.2.4 COMPONENTES SIMÉTRICAS.

La técnica de componentes simétricas provee un método de análisis para un sistema eléctrico que opera en condiciones desbalanceadas, es decir cuando se presentan fallas o cargas asimétricas. La teoría de componentes simétricas desarrollada por Charles Fortescue, permite descomponer un sistema de n-fasores desbalanceados, en n-sistemas de fasores balanceados.

Cuando se analiza un sistema eléctrico desbalanceado, se puede descomponer en tres sistemas trifásicos balanceados. El primer sistema está formado por tres fasores de igual magnitud, desfasados 120° y con secuencia ABC, denominado sistema de secuencia positiva.

El segundo sistema está formado por tres fasores de igual magnitud, desfasados 120° y con secuencia ACB, denominado sistema de secuencia negativa. El tercer sistema está formado por tres fasores de igual fase y magnitud, denominado sistema de secuencia cero.

Se define un operador “a”, el cual produce una rotación angular de 120° en dirección contraria al giro de las manecillas del reloj. Utilizando este operador y la correspondiente descripción de secuencias, para un sistema desbalanceado de tensiones se tiene:

Secuencia positiva:

$$V_{a1} = V_{a1}$$

$$V_{b1} = 120^\circ \times V_{a1} = a^2 \times V_{a1} \quad [2.6]$$



$$V_{c1} = 240^\circ \times V_{a1} = a \times V_{a1}$$

Secuencia negativa:

$$V_{a2} = V_{a2}$$

$$V_{c2} = 120^\circ \times V_{a2} = a^2 \times V_{a2} \quad [2.7]$$

$$V_{b2} = 240^\circ \times V_{a2} = a \times V_{a2}$$

Secuencia cero:

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} \quad [2.8]$$

Las tensiones desbalanceadas se encuentran relacionadas de la siguiente manera:

$$V_A = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_B = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} \quad [2.9]$$

$$V_C = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2}$$

De donde en forma matricial se tiene:

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad [2.10]$$

La ecuación 2.10 se puede representar por:

$$[V_{asimétrico}] = [A][V_{simétrico}] \quad [2.11]$$

La matriz $[A]$ denominada matriz de componentes simétricas, permite obtener las tensiones y corrientes desbalanceadas, a partir de las componentes de fase. De igual manera las componentes de fase se pueden obtener al multiplicar la matriz inversa $[A]$ por la matriz de tensiones desbalanceadas.

$$[V_{simétrico}] = [A]^{-1}[V_{asimétrico}] \quad [2.12]$$

Debido a que las tensiones y corrientes de las componentes de secuencia de fase están relacionadas por medio de impedancias lineales de secuencia de los componentes eléctricos, cada sistema de secuencia puede tratarse como un caso monofásico independiente.

Las corrientes de cada secuencia, solo producen caídas de tensión en la misma secuencia, debido a la linealidad de éstas impedancias. Por lo tanto, la



superposición de estos tres sistemas de componentes monofásicos, contienen la misma información que el sistema original.

2.2.5 MODELOS DE LOS ELEMENTOS EN COMPONENTES DE SECUENCIA.

Es importante utilizar modelos matemáticos que representen el comportamiento físico real de los componentes de un sistema eléctrico, para poder analizar y obtener resultados apegados a la realidad, tanto en condiciones normales de operación o cuando se presente cualquier evento de operación anormal.

El análisis del comportamiento de un sistema eléctrico cuando trabaja en condiciones normales de operación, o cuando se produce una falla trifásica, puede realizarse utilizando el modelo de secuencia positiva, debido a que la respuesta de los modelos de secuencia negativa y secuencia cero no están involucrados.

Cuando el sistema se encuentra en un estado de operación desbalanceado, debido a carga desbalanceada o cuando existe una falla entre fases, su comportamiento puede analizarse utilizando los modelos de secuencia positiva y negativa, debido a que la respuesta del modelo de secuencia cero no aporta a la respuesta del comportamiento físico real.

En el caso en el cual exista una falla que involucre el contacto con tierra, el comportamiento del sistema se debe analizar utilizando los modelos de secuencia positiva, negativa y cero.

Por lo tanto, según el evento a analizar se realizará la superposición de los correspondientes modelos de secuencia involucrados, con lo cual se obtendrá la respuesta del modelo físico real.

2.2.5.1 MODELO DEL GENERADOR.

El generador síncrono es fundamental en un sistema eléctrico, debido que es el encargado de transformar la energía primaria en energía eléctrica. Por su naturaleza dinámica es el elemento con mayor probabilidad de sufrir fallas y por lo tanto, deber ser al que más se lo proteja. La cantidad de protecciones y su redundancia dependen del tamaño e importancia que tenga dentro del sistema.

Los tipos de generadores síncronos utilizados son los de rotor cilíndrico y los de rotor de polos salientes, cada uno de ellos cuenta con características propias para el tipo de accionamiento primario que usa la central en la cual se encuentran instalados.

2.2.5.1.1 GENERADOR SÍNCRONO DE ROTOR CILÍNDRICO.

También se lo conoce con el nombre de turbogenerador por ser utilizado a altas velocidades en centrales térmicas, tanto con motores de combustión interna como externa. Se caracteriza por tener pocos polos, el modelo eléctrico utilizado para su estudio es el siguiente:

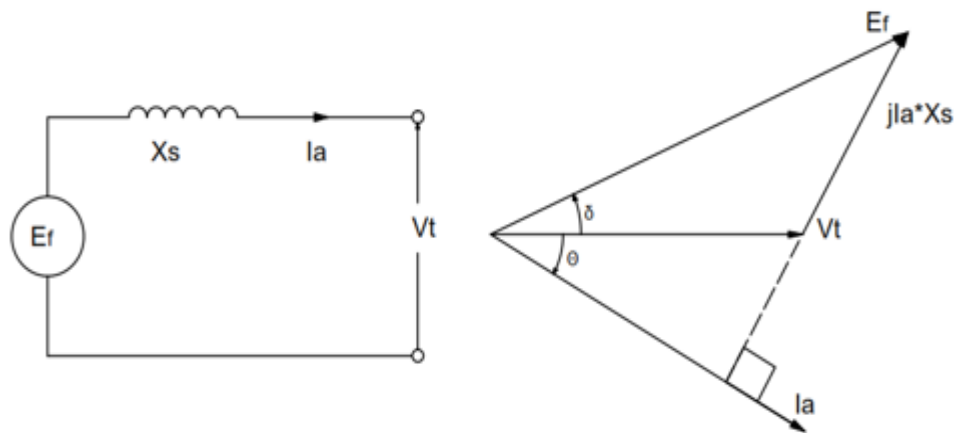


Figura 2.5. Modelo eléctrico simplificado del generador síncrono de rotor cilíndrico.

Fuente: Elaboración propia.

$$V_t = E_f - jI_a \times X_s \quad [2.13]$$

Donde:

V_t = Tensión en terminales del generador.

E_f = Tensión interna inducida por el flujo magnético del campo.

I_a = Corriente de armadura.

$X_s = X_a + X_f$ = Reactancia síncrona.

X_a = Reactancia inductiva (efecto de reacción de la armadura).

X_f = Reactancia por fuga.

En esta representación simplificada se desprecia la resistencia de los devanados de la armadura, debido a que por lo general es mucho menor a la reactancia. La potencia que entrega un generador síncrono de rotor cilíndrico está dada por la siguiente expresión:

$$P = |V_t| \times |I_a| \times \cos \theta \quad [2.14]$$

Esta potencia también se la puede formular a partir del diagrama fasorial mostrado en la figura 2.5, como sigue:

$$P = \frac{|E_f| \times |V_t|}{X_s} \times \sin \delta \quad [2.15]$$

Al graficar la potencia en función del ángulo δ , se obtiene la curva de la figura 2.6 en donde se ve que la máxima potencia se alcanza cuando $\delta = 90^\circ$.

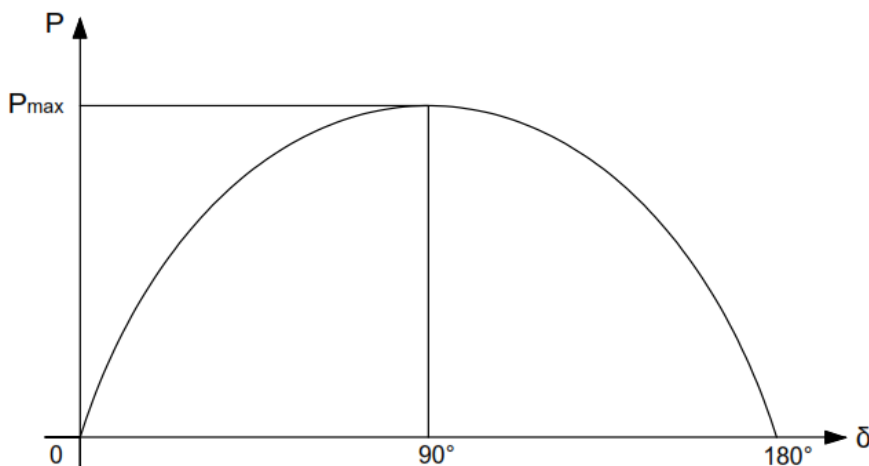


Figura 2.6. Curva del ángulo de potencia de un generador síncrono de rotor cilíndrico.

Fuente: Elaboración propia.

La ecuación de potencia máxima para un generador de rotor cilíndrico es:

$$P_{max} = \frac{|E_f| \times |V_t|}{X_s} \quad [2.16]$$

2.2.5.1.2 GENERADOR SÍNCRONO DE POLOS SALIENTES.

Estos generadores son de uso generalizado en centrales hidroeléctricas, giran a velocidades menores que los de rotor cilíndrico por lo que tienen mayor cantidad de pares de polos.

En este caso el efecto de la “saliencia”, es decir la variación de las reluctancias de las trayectorias entre las caras polares y las interpolares, son las que provocan la variación en el modelo, debido a que se utiliza dos tipos de reactancias, producto de la irregularidad de la superficie del rotor.

En este tipo de generador los polos del rotor sobresalen dando lugar a un entrehierro irregular, lo que implica considerar una reactancia de armadura para los polos y otra para las zonas interpolares, las cuales se denominan

respectivamente: “Reactancia de eje directo (X_d)” y “Reactancia de eje en cuadratura (X_q)”.

Esto da lugar a que la corriente de armadura también tenga dos componentes:

$$I_a = I_d + I_q \quad [2.17]$$

El hecho de que el generador de polos salientes presente diferentes reactancias a la corriente de la armadura, impide que se pueda dibujar un modelo de circuito equivalente para representarlo, aun así su diagrama fasorial puede ser dibujado como se muestra en la figura 2.7.

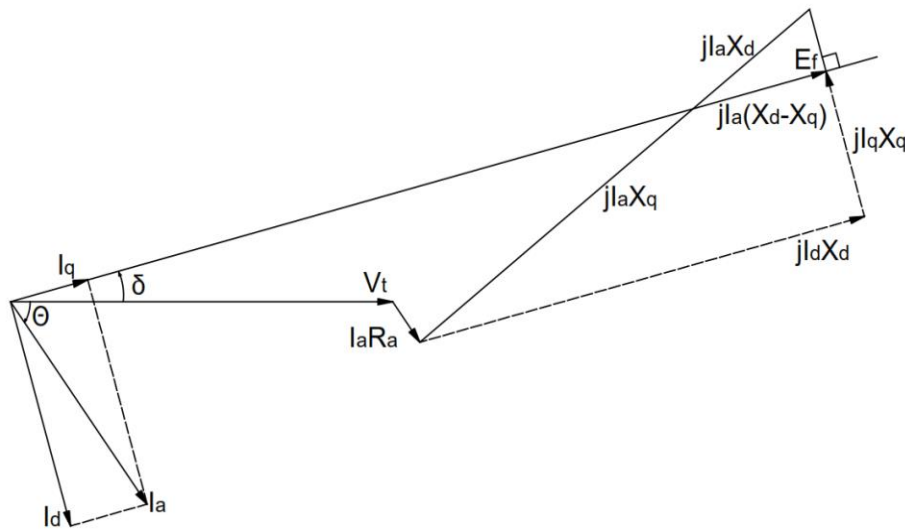


Figura 2.7. Diagrama fasorial de un generador síncrono de polos salientes.

Fuente: Elaboración propia.

Aunque en el diagrama se representan las componentes de la resistencia de armadura y de la reactancia en cuadratura, al igual que en el caso del generador síncrono de rotor cilíndrico, la resistencia de armadura se puede despreciar y para el caso de estudios que no requieran mayor precisión, se puede despreciar también el efecto de los polos salientes y por lo tanto se considera:

$$X_s = X_d \quad [2.18]$$

La potencia entregada por el generador síncrono de polos salientes se obtiene de la siguiente expresión:

$$P = \frac{|V_t| \times |E_f|}{X_d} \times \sin \delta + \frac{|V_t|^2 \times (X_d - X_q)}{2X_d X_q} \times \sin 2\delta \quad [2.19]$$

Como se observa el primer término es igual que el del generador síncrono de rotor cilíndrico si se considera la ecuación [2.18], este término es el principal

componente de la potencia. El segundo término es pequeño comparado con el primero y se lo conoce comúnmente como potencia de reluctancia.

La curva P versus δ de la figura 2.8 muestra que la máxima potencia se alcanza aproximadamente a los 70° y que la sensibilidad de la potencia al ángulo de potencia es mayor en la zona operativa, lo que no ocurre en la máquina de rotor cilíndrico.

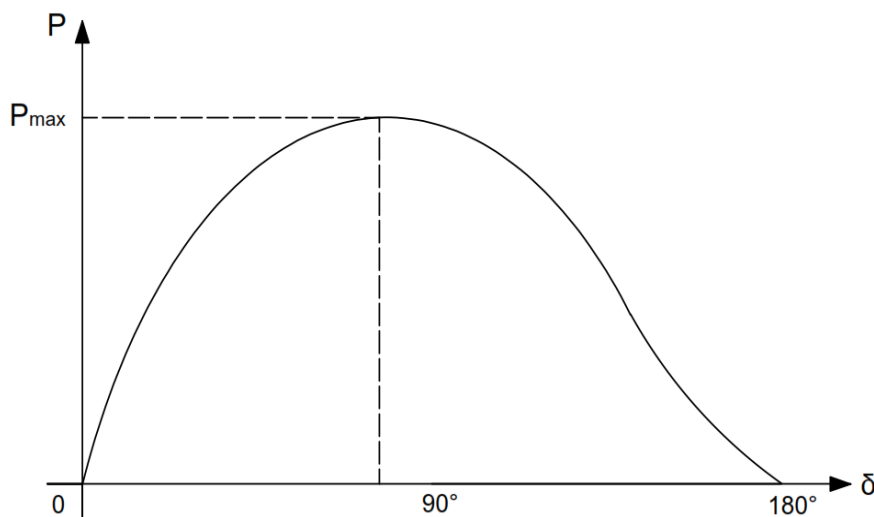


Figura 2.8. Curva de ángulo de potencia de un generador síncrono de polos salientes.

Fuente: Elaboración propia.

Los valores óhmicos de las impedancias de los generadores síncronos generalmente se expresan en por unidad, tomando como potencia base la potencia nominal de la máquina y como tensión base, su tensión nominal en terminales.

2.2.5.2 MODELO DEL TRANSFORMADOR.

Por lo general los grandes centros de generación están ubicados en lugares apartados de los centros de consumo. Por lo cual, se requiere realizar el transporte de la energía eléctrica a niveles de tensión muy altos para disminuir las pérdidas por efecto Joule. Estos niveles varían entre 69 kV y 500 kV, en tanto que la generación se la produce a niveles de tensión muy inferiores.

Los transformadores son los encargados de elevar la tensión en los centros de generación y de reducirla al llegar a los centros de consumo, consiguiendo así transportar la energía de manera eficiente. Estos elementos también ayudan a la regulación de tensión y permiten acoplar líneas de transmisión que operan a diferentes niveles de tensión.

La naturaleza estática del transformador lo hace menos susceptible a fallas que el generador síncrono, sin embargo, esto no involucra que prescindan de un esquema de protecciones.

Las fallas internas como pérdida de aislamiento entre espiras o deterioro en las características del aceite aislante son frecuentes en estos equipos, por lo que el uso de un esquema con protección diferencial es común, así como protecciones accionadas por sobrecalentamiento y sobrepresión del aceite.

Los dos tipos de transformadores más utilizados en los sistemas eléctricos son los de dos devanados con o sin cambiador de tomas, y los de tres devanados. Éstos últimos son ampliamente utilizados en centrales de generación para alimentar servicios auxiliares y en subestaciones para la compensación de reactivos.

Un tipo especial de transformador es el cambiador de fase, utilizado para cambiar el desfase entre las tensiones del primario y secundario y controlar la transferencia de potencia activa. En la figura 2.9 se observa el modelo eléctrico de un transformador de dos devanados y su correspondiente modelo simplificado.

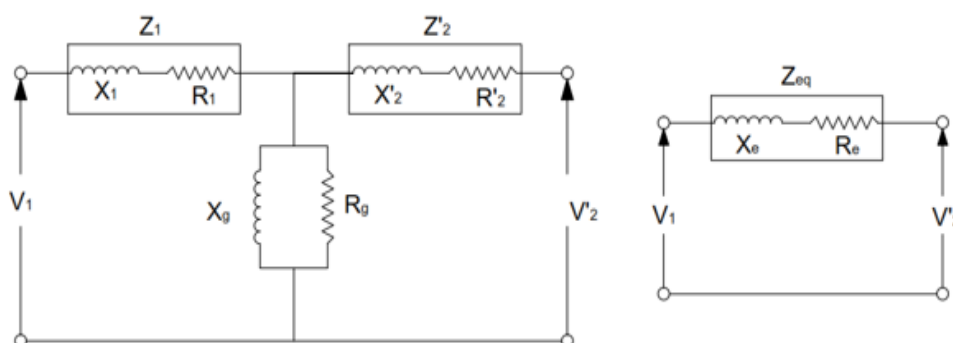


Figura 2.9. Circuito equivalente de un transformador de dos devanados y su reducción a una impedancia equivalente.

Fuente: Elaboración propia.

Considerando un transformador con relación de transformación:

$$a = \frac{n_1}{n_2} \quad [2.20]$$

Cuyas impedancias de los devanados primario y secundario respectivamente son:

$$Z_1 = R_1 + jX_1 \quad y \quad Z_2 = R_2 + jX_2 \quad [2.21]$$

Se puede obtener la representación circuital que se observa en la figura 2.9, para lo cual se tiene:

$$Z'_2 = Z_2 \times a^2 \quad [2.22]$$

Z'_2 = Impedancia del devanado secundario referido al lado primario.

Z_{eq} = Impedancia equivalente del circuito.

Xg y Rg = Representan las pérdidas en el núcleo del transformador.

La impedancia de los transformadores de dos devanados se expresa en por unidad tomando como bases su potencia nominal y la tensión del lado al que se requiera referir las impedancias, con lo cual se tiene una importante simplificación en los cálculos.

En los transformadores de dos devanados, ambos devanados tienen la misma potencia. En el caso de los transformadores de tres devanados la potencia del devanado primario se divide entre los devanados secundario y terciario, siendo generalmente el terciario el de menor capacidad.

En la figura 2.10 se observa el circuito equivalente de un transformador de tres devanados.

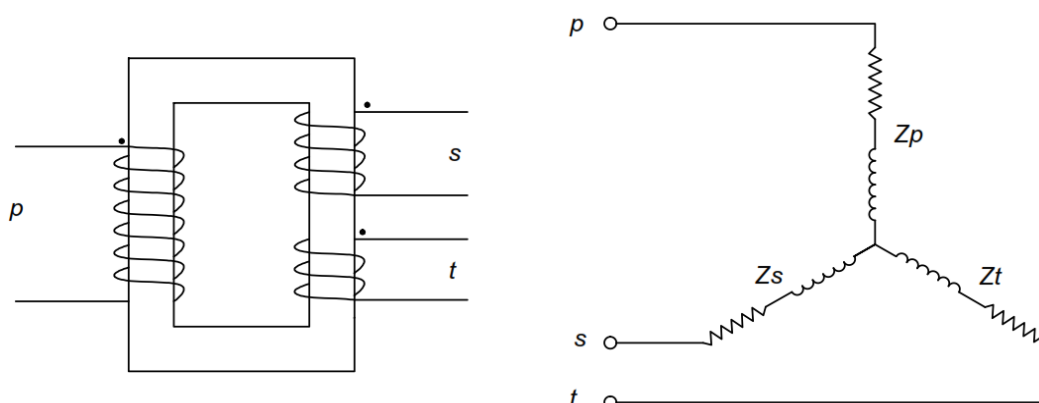


Figura 2.10. Esquema de un transformador de tres devanados y su circuito equivalente.

Fuente: Elaboración propia.

Los devanados que se observan en la figura 2.10, se conectan para representar el circuito equivalente de un transformador de tres devanados. Esta conexión no existe físicamente y no está relacionada con el neutro del sistema eléctrico.

Las impedancias en por unidad de los transformadores de tres devanados se pueden expresar en porcentaje o en por unidad. Para ello es importante que todas se representen en la misma base de potencia y se elijan las tensiones base en cada lado, con la misma relación de transformación de las tensiones línea-línea de los tres devanados del transformador.



Estas impedancias son:

Z_{ps} = Impedancia de dispersión medida en el primario con el secundario cortocircuitado y el terciario abierto.

Z_{pt} = Impedancia de dispersión medida en el primario con el terciario cortocircuitado y el secundario abierto.

Z_{st} = Impedancia de dispersión medida en el secundario con el terciario cortocircuitado y el primario abierto.

Si estas impedancias medidas en Ohmios se refieren al nivel de tensión de uno de los devanados, las impedancias de cada devanado independiente se relacionan con éstas de la siguiente forma:

$$Z_{ps} = Z_p + Z_s; \quad Z_{pt} = Z_p + Z_t; \quad Z_{st} = Z_s + Z_t \quad [2.23]$$

Z_p , Z_s , Z_t , son las impedancias de los devanados referidas al circuito primario, si las impedancias medidas Z_{ps} , Z_{pt} , Z_{st} están referenciadas al primario también, entonces la solución de las ecuaciones 2.23 es la siguiente:

$$Z_p = \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}); \quad Z_s = \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}); \quad Z_t = \frac{1}{2}(Z_{pt} + Z_{st} - Z_{ps}) \quad [2.24]$$

Para hallar el valor de las impedancias de cada devanado se procede a las pruebas de cortocircuito estándar

2.2.5.3 MODELO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Las líneas de transmisión son las encargadas de transportar la energía desde las centrales de generación hasta los centros de consumo. Sus cuatro parámetros característicos son: resistencia e inductancia en serie, capacitancia y conductancia en paralelo.

En la práctica los parámetros mencionados se encuentran dispersos a lo largo de la línea, sin embargo, al realizar los estudios considerando que estos parámetros se encuentran concentrados únicamente en algún punto de la línea, se pueden obtener resultados con una buena precisión.

2.2.5.3.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN CORTA.

Generalmente se considera que una línea de transmisión es corta cuando no supera los 80 Km de longitud. En este caso se puede desprestigiar el efecto capacitivo y representar la línea por medio de una inductancia y resistencia en serie como se muestra en figura 2.11.

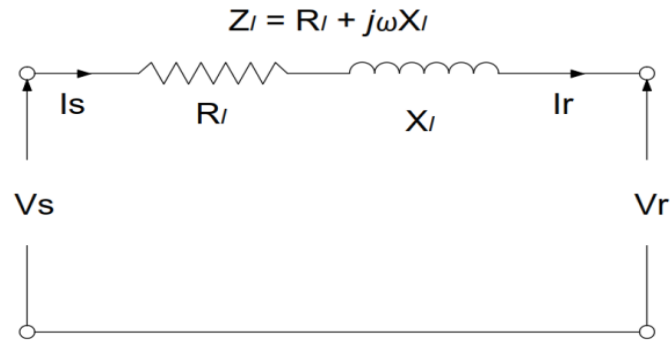


Figura 2.11. Circuito equivalente para representar una línea de transmisión corta.

Fuente: Elaboración propia.

Donde V_s e I_s son respectivamente la tensión y corriente al inicio de la línea (lado de la generación) y V_r e I_r son la tensión y corriente al final de la línea (lado de la carga). Sus relaciones de tensión-corriente son:

$$I_s = I_r \quad [2.25]$$

$$V_s = V_r + I_r \times Z_l \quad [2.26]$$

2.2.5.3.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN MEDIA.

La línea de transmisión media tiene una longitud que generalmente está dentro del rango de los 80 Km y 240 Km. Para su modelo se puede considerar la capacitancia concentrada en los extremos de la línea en partes iguales, lo que resulta utilizar circuito en π , además también para hallar las relaciones tensión-corriente la conductancia puede omitirse.

En la figura 2.12 se observa el modelo de una línea de transmisión media.

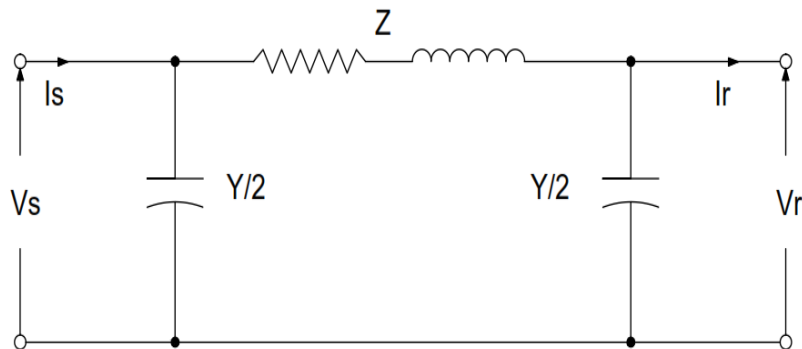


Figura 2.12. Circuito equivalente en π , para una línea de transmisión de longitud media.

Fuente: Elaboración propia.

Las relaciones tensión-corriente para este modelo son las siguientes:

$$V_s = \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) V_r + ZI_r \quad [2.27]$$

$$I_s = V_r Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) + \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) I_r \quad [2.28]$$

2.2.5.3.3 LÍNEA DE TRANSMISIÓN LARGA.

Las líneas de transmisión con longitudes mayores a los 240 Km requieren de una solución más precisa, por lo tanto es necesario considerar los parámetros distribuidos uniformemente a lo largo de toda su extensión y resolver las ecuaciones diferenciales de onda que gobiernan el comportamiento de las magnitudes de tensión y corriente.

La solución de estas ecuaciones combinadas con las ecuaciones 2.27 y 2.28 dan como resultado el modelo π exacto de toda línea de transmisión. Este modelo es utilizado en las líneas de transmisión largas, pero sin embargo, puede ser utilizado para modelar cualquier línea en la que se requiera mayor precisión en los resultados. En la figura 2.13 se puede observar el modelo π de una línea de transmisión considerando sus parámetros distribuidos.

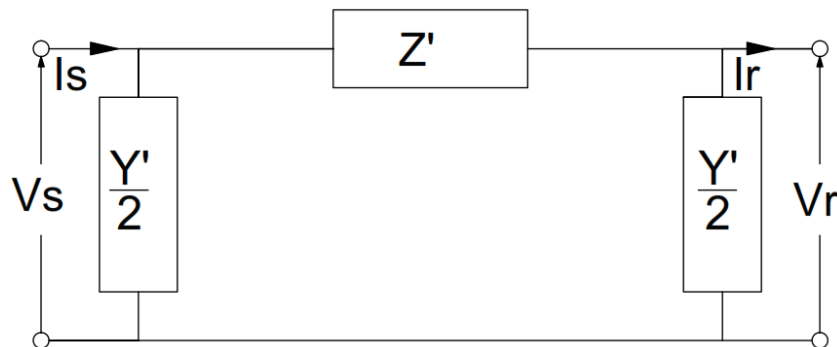


Figura 2.13. Modelo π de una línea de transmisión considerando parámetros distribuidos.

Fuente: Elaboración propia.

Los parámetros distribuidos permiten obtener las relaciones entre tensiones y corrientes en los extremos de la línea. Tales parámetros se calculan de la siguiente manera:

$$Z' = Z_c \sinh(\gamma l) - Z \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l} \quad [2.29]$$

$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Z_c} \times \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) = \frac{Y}{2} \times \frac{\tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)}{\frac{\gamma l}{2}} \quad [2.30]$$



$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} = \text{impedancia característica de la línea} \quad [2.31]$$

$$\gamma = \sqrt{zy} = \text{constante de propagación de la línea} \quad [2.32]$$

Donde:

Z = impedancia en serie total de la línea.

Y = admitancia en paralelo total de la línea.

z = impedancia en serie por unidad de longitud de la línea.

y = admitancia en paralelo por unidad de longitud de la línea.

l = longitud total de la línea.

Las relaciones tensión-corriente en los extremos de la línea serán los mismos que las ecuaciones 2.27 y 2.28, pero al reemplazar Z por Z' y $Y/2$ por $Y'/2$.

La designación del modelo de línea corta, media o larga depende de la longitud, tensión y frecuencia a los que opere. Pero la selección de uno u otro modelo dependerán de la precisión que se requiera del estudio a realizar.

2.3 ESQUEMA ACTUAL DE LA CENTRAL SAYMIRÍN.

La central hidroeléctrica Sr. Arturo Salazar Orrego “Saymirín”, está ubicada al noroccidente de la ciudad de Cuenca, a una distancia aproximada de 15 Km, en la parte alta de la parroquia Chiquintad. Fue construida en tres etapas y consta de 4 fases. Cuenta con seis unidades de generación, y suma una potencia instalada de 14,42 MW.

Las represas Chanlud con una capacidad de almacenamiento de 16,3 millones de m^3 y Labrado con una capacidad de 6,15 millones de m^3 , regulan el agua que pasa a través de los canales Tuñi-Labrado de 8 Km de longitud con un caudal de $2,4 m^3/s$ y Tuñi-Chanlud de 9,5 Km de longitud con un caudal de $4,8 m^3/s$.

El agua proveniente de estos dos canales se almacena en el tanque de carga de Tuñi, el cual cuenta con una capacidad de $35.000 m^3$. El agua almacenada en Tuñi, en primera instancia es utilizada a través de un salto de agua de 425 m para la generación de la central Saucay.

El agua turbinada de la central Saucay se conduce por medio del canal Saymirín de 5,6 Km de longitud, hacia el reservorio de regulación horaria

Dutasay con una capacidad de 24.000 m^3 , en donde se produce un salto de agua de 212 m para la generación en la central Saymirín.

Las presas de El Labrado y Chanlud, conjuntamente con las centrales Saucay con 24 MW y Saymirín con 14,42 MW, conforman el denominado complejo hidroeléctrico Machángara.

Las seis unidades de la central Saymirín emplean para la generación el mismo sistema hidráulico de la figura 2.14. El agua que se encuentra en el reservorio de Dutasay se conduce hacia la central Saymirín a través de tres tuberías de presión con un caudal de $8 \text{ m}^3/\text{s}$ y una longitud de 345 m cada una.



Figura 2.14. Sistema hidráulico utilizado por la central Saymirín.

Fuente: Tríptico complejo hidroeléctrico MACHÁNGARA (ELECAUSTRO).

Las fases I y II, utilizan dos tuberías de presión para las 4 unidades con turbinas tipo Pelton, mientras que para las fases III y IV se utiliza una sola tubería de presión para las unidades con turbinas tipo Francis, como se observa en la figura 2.15.

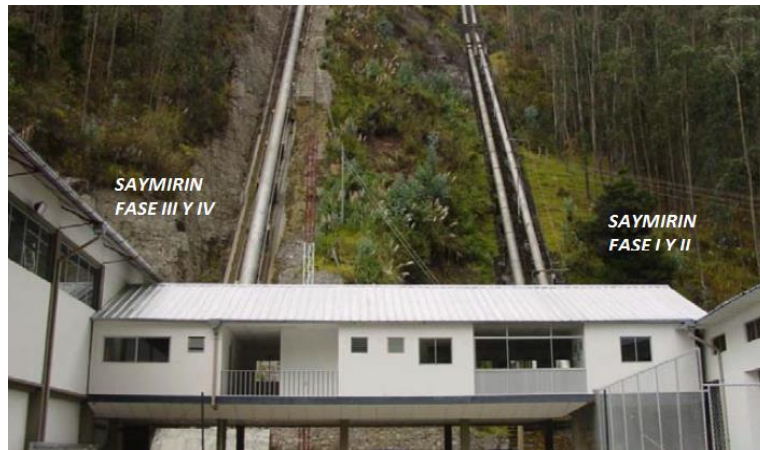


Figura 2.15. Tuberías de presión de la central Saymirín.

Fuente: Elaboración propia.

2.3.1 SAYMIRÍN FASE I Y II.

La primera etapa de la central, denominada Saymirín I, inició su operación en el año de 1957, consta de dos unidades generadoras con una capacidad instalada de 1,25 MW cada una. La segunda etapa, denominada Saymirín II, entró en operación en el año de 1964, de igual manera consta de dos unidades generadoras con una capacidad instalada de 1,96 MW cada una.

Las cuatro unidades son impulsadas por turbinas tipo Pelton de eje horizontal, las cuales trabajan a una potencia nominal con un caudal de $4 \text{ m}^3/\text{s}$. La caída neta de agua es de 212 m. Una fotografía de estas unidades se observa en la figura 2.16.



Figura 2.16. Generador con turbina tipo Pelton de eje horizontal, de la central Saymirín fases I y II.

Fuente: www.elecaustro.com.ec

En la tabla 2.1 se resume las características del equipo electromecánico instalado.

	SAYMIRÍN I		SAYMIRÍN II	
	UNIDAD 1	UNIDAD 2	UNIDAD 3	UNIDAD 4
Tipo de turbina	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton
Potencia	1,256 MW	1,256 MW	1,96 MW	1,96 MW
Fabricante	AEG	AEG	AEG	AEG
Frecuencia	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Factor de potencia	0,8	0,8	0,8	0,8
Velocidad	720 rpm	720 rpm	600 rpm	600 rpm
Año de fabricación	1952	1952	1953	1953
Año de instalación	1954	1954	1964	1964

Tabla 2.1. Características del equipo electromecánico de la central Saymirín fases I y II.

Fuente: ELECASUTRO.

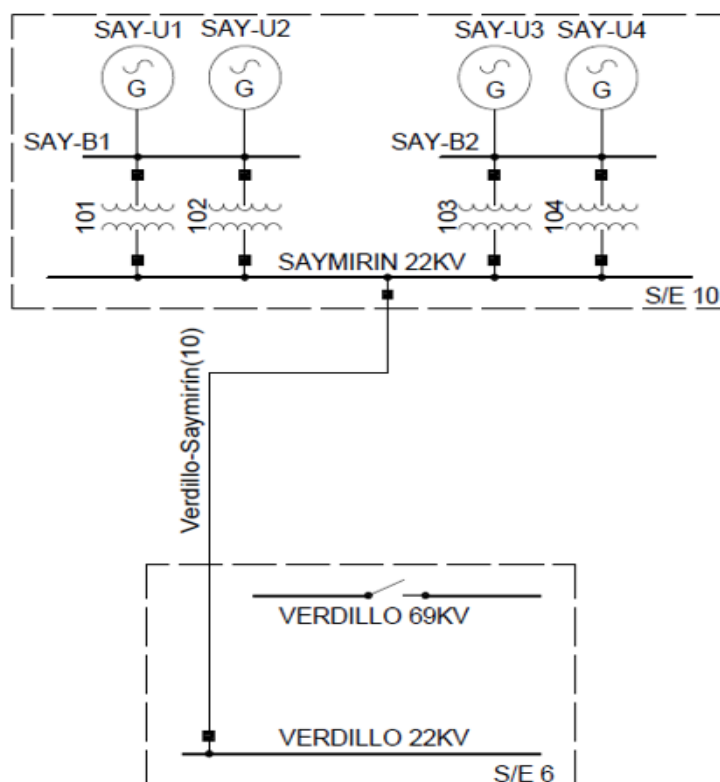


Figura 2.17. Diagrama unifilar de la central Saymirín fases I y II.

Fuente: Elaboración propia.

La tensión de generación de cada una de las unidades es de 2,4 kV. En cada fase, los terminales de generación se conectan por medio de una barra común. En la subestación # 10, hay cuatro transformadores de potencia, que elevan la tensión a 22 kV.

Los terminales de alta tensión de estos transformadores se conectan en una barra común. Mediante la línea VERDILLO-SAYMIRÍN (10) de 8,9 Km de longitud se evacua la potencia hacia la barra de 22 KV de la subestación # 06. En la figura 2.17 se observa el diagrama unifilar de las fases I y II.

A pesar del correcto mantenimiento que han tenido las cuatro unidades de estas fases, la antigüedad del equipo electromecánico ha provocado que su eficiencia disminuya notablemente, lo cual se traduce en un mayor consumo del recurso hídrico.

Adicionalmente, se suma también la antigüedad de la tecnología utilizada en los sistemas de control y las dificultades que se presentan en el mantenimiento debido a dificultad en encontrar repuestos disponibles. Por estos motivos, ELECAUSTRO ha tomado la decisión de reemplazar estas fases con la denominada fase Saymirín V.

2.3.2 SAYMIRÍN FASE III Y IV.

La tercera etapa de la central, denominada Saymirín III-IV, comenzó su operación comercial a finales del año de 1995. Consta de dos unidades generadoras con una capacidad instalada de 4 MW cada una.

Las turbinas que impulsan a los generadores son del tipo Francis de eje horizontal, las cuales para trabajar a potencia nominal necesitan de un caudal de $4\text{ m}^3/\text{s}$. De igual manera que en las fases anteriores la altura del salto bruto de agua es de 212 m. En la figura 2.18 se observa una fotografía de estas unidades.



Figura 2.18. Generador con turbina tipo Francis de eje horizontal, de la central Saymirín fases III y IV.

Fuente: www.elecasutro.com.ec

En la tabla 2.2 se resume las características del equipo electromecánico.

	SAYMIRÍN III	SAYMIRÍN IV
	UNIDAD 5	UNIDAD 6
Tipo de turbina	Francis	Francis
Potencia	4 MW	4 MW
Fabricante	BBC	BBC
Frecuencia	60 Hz	60 Hz
Factor de potencia	0,8	0,8
Velocidad	900 rpm	900 rpm
Año de fabricación	1980	1980
Año de instalación	1995	1995

Tabla 2.2. Características del equipo electromecánico de la central Saymirín fases III y IV.

Fuente: ELECAUSTRO.

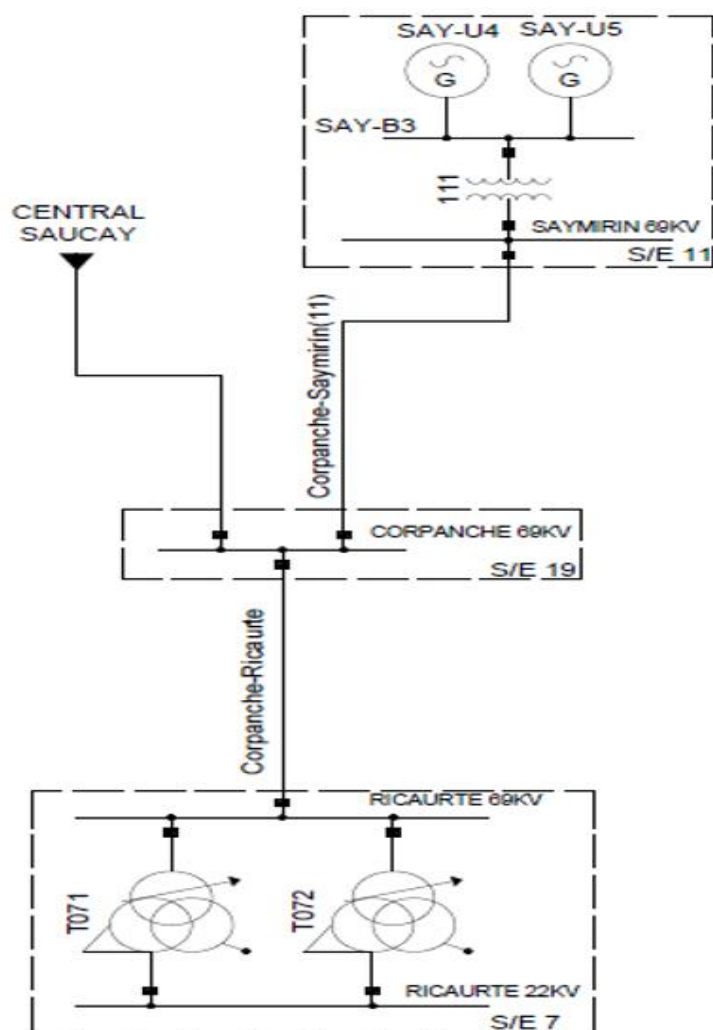


Figura 2.19. Diagrama unifilar de la central Saymirín fases III y IV.

Fuente: Elaboración propia.



La tensión en terminales de cada generador en esta etapa es de 2,4 kV. En la subestación # 11 los generadores de las dos fases se conectan en una barra común, en la cual también está conectado un transformador de potencia que eleva la tensión a 69 kV.

La potencia es evacuada mediante la línea CORPANCHE-SAYMIRÍN (11) de 1,3 Km de longitud, hacia la subestación # 19 en donde se conecta además una línea que proviene de la central Saucay. De esta barra parte la línea CORPANCHE-RICAURTE de 9,8 Km de longitud hacia la subestación # 07. En la figura 2.19 se observa el diagrama unifilar de las fases III y IV.

2.4 ASPECTOS DE INTEGRACIÓN DE LA FASE V DE LA CENTRAL SAYMIRÍN.

La integración de Saymirín V, obedece a la necesidad de reemplazar los antiguos generadores de las fases I y II, debido a que han alcanzado el fin de su vida útil y que actualmente resultan ineficientes. Esta situación es contraria a las políticas manejadas por ELECAUSTRO sobre el cuidado de los recursos naturales y que involucran directamente al uso eficiente del recurso hídrico.

El ingreso de la fase V requiere de la adecuación de nueva infraestructura que permita aprovechar los recursos hídricos que en la actualidad utilizan las fases I y II. El proyecto incluye una nueva tubería de presión, casa de máquinas, casa de control y los respectivos equipamientos electromecánicos que permitan su conexión a la barra de 69 kV conjuntamente con las fases III y IV en la subestación existente.

2.4.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DE LA FASE V.

A continuación se detallan las características técnicas de los principales elementos y obras civiles necesarias para la integración de la nueva fase de la central:

TANQUE DE CARGA	
Volumen aproximado	530 m ³
TUBERÍA DE PRESIÓN	
Ancho de la pista	4,50 m
Diámetro interior	1,10 m
Longitud total	329,44 m
Espesor del blindaje	12,70 mm
Desnivel entre tanque de carga y bifurcador	209,30 m
Características del Bifurcador	
Diámetro interior	1,10 m a 0,75 m
Longitud	3,0 m



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Espesor del blindaje	12,70 mm
CASA DE MÁQUINAS	
Dimensiones	
Ancho	13,30 m
Longitud	23,40 m
Altura máxima (incluyendo canal de descarga)	16,50 m
EDIFICIO DE CONTROL	
Dimensiones de la estructura	
Ancho	14,75 m
Longitud	15,10 m
Altura (3 plantas)	10,80 m
Áreas interiores	
Planta nivel 2723,00 msnm	194,0 m ²
Planta nivel 2726,80 – 2727,00 msnm	193,0 m ²
Planta nivel 2730,60 msnm	193,70 m ²
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	
Dimensiones de la Plataforma	
Ancho	24,15 m
Longitud (máxima)	28,90 m
Elevación de la rasante	2722,40 msnm
Características Eléctricas	
Tipo	Aislamiento en aire
Tensión nominal	69 kV
Barra	Simple
Número de posiciones	3
CANAL DE DESCARGA	
Canal de descarga de la Unidad N°. 1	
Ancho	1,40 m
Altura	2,0 m
Longitud	27,50 m
Pendiente	0,29 %
Canal de descarga de la Unidad N°. 2	
Ancho	1,40 m
Altura	2,00 m
Longitud	18,70 m
Pendiente	0,29 %
Canal Colector	
Ancho	2,60 m
Altura	2,0 m
Longitud	64,30 m
Pendiente	0,29 %

DATOS DE GENERACIÓN	
Número de Unidades y Caudales	
Número de Unidades	2
Caudal nominal de la central	4,10 m ³ /s
Caudal nominal de cada unidad	2,05 m ³ /s
Caudal mínimo de operación de cada unidad	0,41 m ³ /s
Altura bruta nominal (una unidad)	214,40 m
Altura neta nominal (una unidad)	211,65 m
Potencia y Energía	
Potencia efectiva (en terminales de transformador)	7,00 MW
Factor de planta	0,52
Potencia remunerable	3,07 MW
Energía media anual esperada	31,91 GW-h

Tabla 2.3. Características técnicas de los principales elementos y obras civiles de Saymirín V.

Fuente: Boletín informativo N 2013.06 Proyecto hidroeléctrico Saymirín V. (ELECASUTRO).

2.4.1.1 GENERADOR.

Los dos generadores trifásicos sincrónicos a instalarse en la fase V, son del tipo eje vertical. En la siguiente figura se puede observar una fotografía del modelo de generador para Saymirín V.

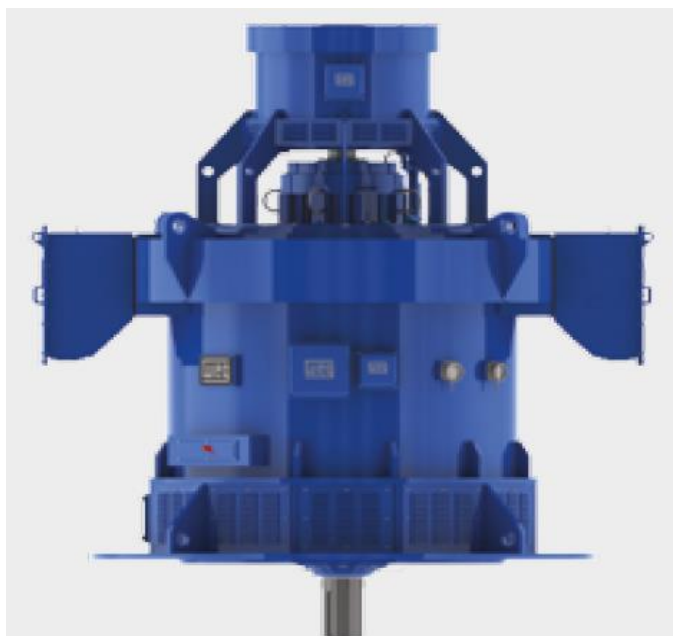


Figura 2.20. Modelo del generador WEG para las unidades de Saymirín V.

Fuente: Catalogo hidrogenadores WEG.

Sus características electromecánicas generales del se resumen en la tabla 2.4.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL GENERADOR	
Modelo	SPA
Norma	IEC 60034
Potencia	4.200 kVA
Polos/Velocidad	12 polos/600 rpm
Tensión	6,3 kV
Frecuencia	60 Hz
Factor de Potencia	0,9
Sistema de excitación	Brushless PMG
Regulador de tensión	DECS 200-Basler
Eficiencia Mínima	95 %
Conexión del estator	Y puesto a tierra a través de un resistor
Construcción del rotor	Polos salientes

Tabla 2.4. Características electromecánicas de los generadores de Saymirín V.

Fuente: Ingeniería de detalle. (CEDHI).

2.4.1.2 REGULADOR DE TENSIÓN.

Los dos generadores de la fase V estan equipados con un sistema de control de excitación DECS-200 fabricado por BASLER ELECTRIC. En la figura 2.21 se observa una fotografía de este sistema.



Figura 2.21. Aspecto e instalación en configuración redundante del regulador de tensión DECS-200.

Fuente: Instruction manual for digital excitation control system DECS-200.

Este sistema de excitación permite seleccionar los siguientes modos de control: regulación automática de tensión (AVR), regulación manual o por corriente de campo (FCR), factor de potencia (PF) y potencia reactiva (VAR). Posee ajustes propios para las siguientes protecciones del generador: sobretensión de

campo, sobrecorriente de campo, sobretensión de armadura, bajatensión de armadura, pérdida de señal del TP y pérdida de campo.

También realiza compensación de estatismo reactivo, es decir se regula en consecuencia a la modificación del estatismo del generador con compensación diferencial reactiva y permite el registro de datos y grabación de eventos.

En la figura 2.22 se observa el diagrama de bloques para la aplicación del regulador DECS-200 en el control del sistema de excitación de un generador síncrono.

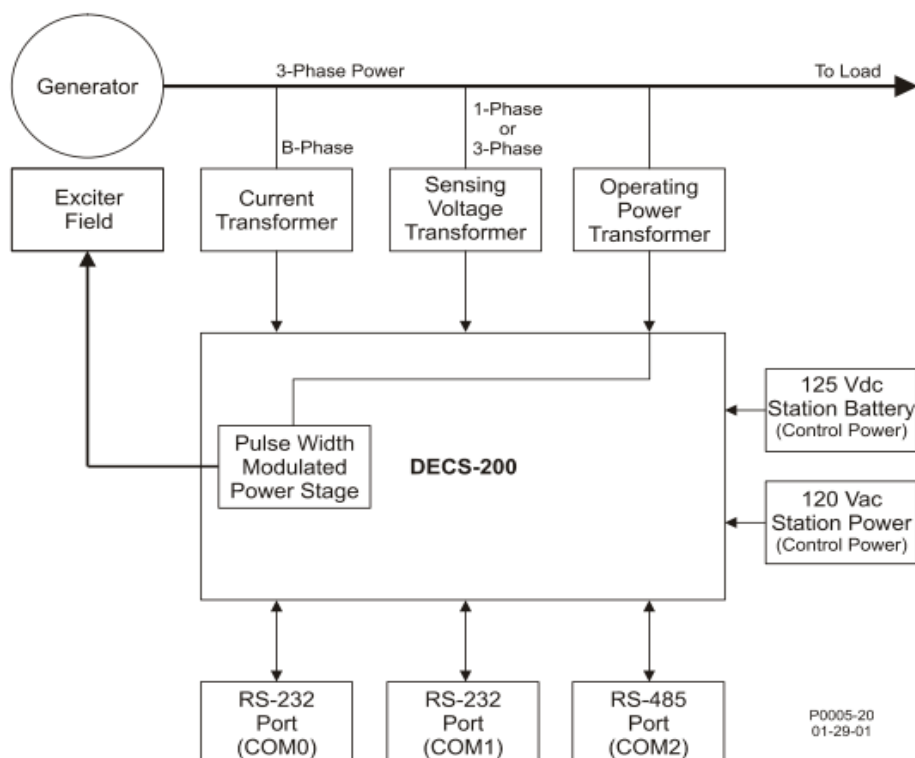


Figura 2.22. Diagrama de bloques para aplicación estándar del regulador de tensión DECS-200.

Fuente: Instruction manual for digital excitation control system DECS-200.

2.4.1.3 TRANSFORMADOR.

El transformador de potencia suministrado por LS INDUSTRIAL SYSTEMS, está diseñado para operar a una altura máxima de 2.730 msnm con temperaturas que oscilan entre 20°C y 40°C en exteriores, el núcleo es construido con acero al silicio y los devanados de cobre con barreras de alto aislamiento para separarlos del núcleo.

El tanque del transformador es secado al vacío y tiene una tapa atornillada con sellos y juntas oil-tight y gas-tight. También cuenta con manhole o cámaras de acceso, para permitir el acceso a los bujes. Los radiadores son del tipo panel con una capacidad reducida de aceite. El aceite aislante del transformador

tiene las características establecidas por el estándar ASTM D3487. Las características generales del transformador se resumen en la tabla 2.5.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR	
Tipo de servicio	Exterior
Norma	IEC 60076
Capacidad nominal	8,61 MVA
Fases, Frecuencia	3 PH, 60 Hz
Tensión	69 kV/6,3 kV
Tomas devanado de A.T.	69 kV \pm 2x2.5 % (5 tomas)
Método cambio de tomas	Desenergizado
Grupo de conexión	YNd1
Enfriamiento	ONAN
Impedancia %	7,7

Tabla 2.5. Características de los transformadores de Saymirín V.

Fuente: Ingeniería de detalle (CEDHI).

2.4.1.4 SERVICIOS AUXILIARES.

Los servicios auxiliares de Saymirín V, se alimentan por medio de un transformador tipo padmounted de 100 kVA el cual se encuentra conectado a la barra de 6.3 kV. En esta barra se encuentran también conectados los terminales de las dos unidades Say-U7 y Say-U8 y el lado de baja tensión del transformador de potencia. En la figura 2.23 se puede observar la conexión de estos elementos.

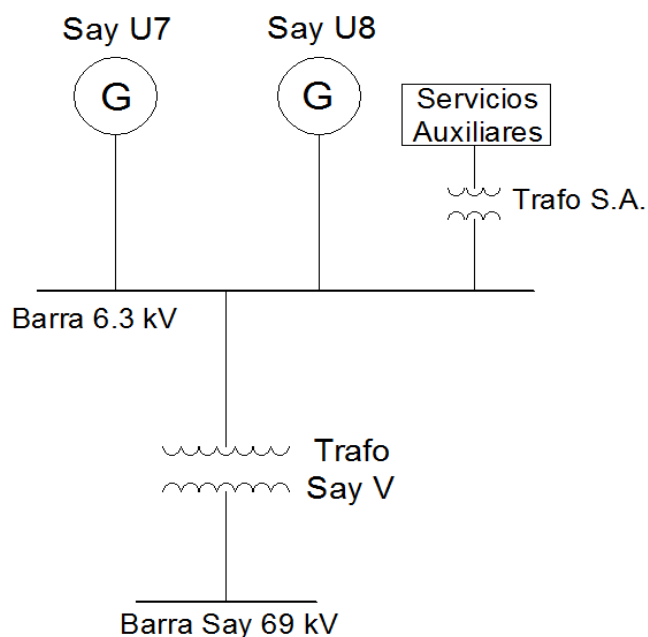


Figura 2.23. Esquema de conexión de los servicios auxiliares de Saymirín V.

Fuente: Elaboración propia.



2.4.1.5 TURBINA.

Las dos turbinas hidráulicas a instalar en Saymirín V son fabricadas por DELTA DELFINI. Éstas son del tipo eje vertical con una potencia individual de 3,878 MW. Sus principales características y parámetros operativos se describen a continuación:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA TURBINA	
Tipo	Turbina Pelton de eje vertical
Número de inyectores	4
Velocidad de giro	600 rpm
Caudal máximo	2,05 m ³ /s
Caída neta de diseño	215,21 m
Eficiencia a caudal máximo	89,62 %
Eficiencia máxima	90,02 %
Potencia al eje	3,878 MW
Empuje por inyector	3.327 kg
Momento de inercia del rodete GD ²	590 kg-m ²

Tabla 2.6. Características de las turbinas de Saymirín V.

Fuente: Ingeniería de detalle (CEDHI).

2.5 MODELO ELÉCTRICO EN DlgSILENT POWER FACTORY.

El empleo de herramientas computacionales para diseñar y operar sistemas eléctricos resulta indispensable para las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras. Estas herramientas permiten analizar los sistemas de forma ágil, ayudando así a obtener diseños y características de operación adecuadas; y facilitan detectar y corregir problemas de operación y expansión futura del sistema.

Entre la gran variedad de software especializado que está disponible para realizar el estudio de los sistemas eléctricos, en el desarrollo de los capítulos del presente trabajo de tesis se utiliza el software DlgSILENT Power Factory en su versión 14.1.3, debido a que es el empleado por ELECAUSTRO para el análisis del sistema, la planificación y operación de sus centrales.

Este software permite realizar simulaciones para analizar el comportamiento de la red de subtransmisión de la CENTROSUR en el área de influencia de Saymirín V, así como las características operativas eléctricas de los elementos dentro de la nueva fase de la central.



2.5.1 ASPECTOS DE DlgSILENT POWER FACTORY.

DlgSILENT Power Factory es un programa especializado en el estudio de los sistemas eléctricos de potencia, por su alta calidad se ha vuelto de uso generalizado en empresas dedicadas al sector eléctrico alrededor del mundo.

Este software presenta un conjunto de herramientas técnicas para el análisis de eventos dentro de un sistema eléctrico, su uso está extendido en el área de generación, transmisión y distribución, esto se debe a que es una herramienta muy completa que facilita el estudio de los sistemas tanto en su diseño como durante su operación.

Posee una interfaz gráfica en la cual se dibuja el esquema del sistema y luego se definen los parámetros de los elementos que lo conforman, pueden ser ingresados manualmente o tomados de bases de datos del usuario. Sus herramientas permiten estudiar casos específicos de operación, así como la simular eventos y la programar su ocurrencia.

2.5.2 MODELO ELÉCTRICO ACTUAL.

El modelo eléctrico en DlgSILENT Power Factory utilizado por el área de planificación de la CENTROSUR y de ELECAUSTRO, está constituido por una red que interconecta las centrales de El Descanso, Saucay, Saymirín y Ocaña pertenecientes a ELECAUSTRO, la central HIDROABANICO y las subestaciones de la CENTROSUR con sus respectivos alimentadores.

Esta red se conecta al SNI³ por medio de las subestaciones Cuenca y Sinincay, y con la red de la Empresa Eléctrica Azogues en las subestaciones Azogues 1 y Tabacay.

El modelo eléctrico actual entregado por el área de planificación de la CENTROSUR se puede observar en el Anexo B1.

2.5.3 MODELO ELÉCTRICO PARA EL ESTUDIO DE LA INTEGRACIÓN DE SAYMIRÍN V.

Para la integración de la fase V, el modelo eléctrico actual debe ser modificado únicamente en el esquema correspondiente a la central Saymirín. Es decir, para el diseño del nuevo modelo es necesario eliminar las fases I y II, así como la línea VERDILLO-SAYMIRÍN 22 (10), y colocar a los dos nuevos generadores de la fase V con su respectiva unidad de transformación.

El modelo eléctrico correspondiente a la integración de Saymirín V en el software DlgSILENT Power Factory se puede observar en el Anexo B2.

³ SNI: Sistema Nacional Interconectado.

2.5.3.1 EDICIÓN DE PARÁMETROS DE LOS GENERADORES.

Los valores de los parámetros de los generadores utilizados para desarrollar el modelo eléctrico en DlgSILENT Power Factory, son tomados de la planilla de datos entregados por WEG Equipamientos Eléctricos S.A – Máquinas. En la figura 2.24 se observa la ventana de edición de los parámetros para generadores síncronos.

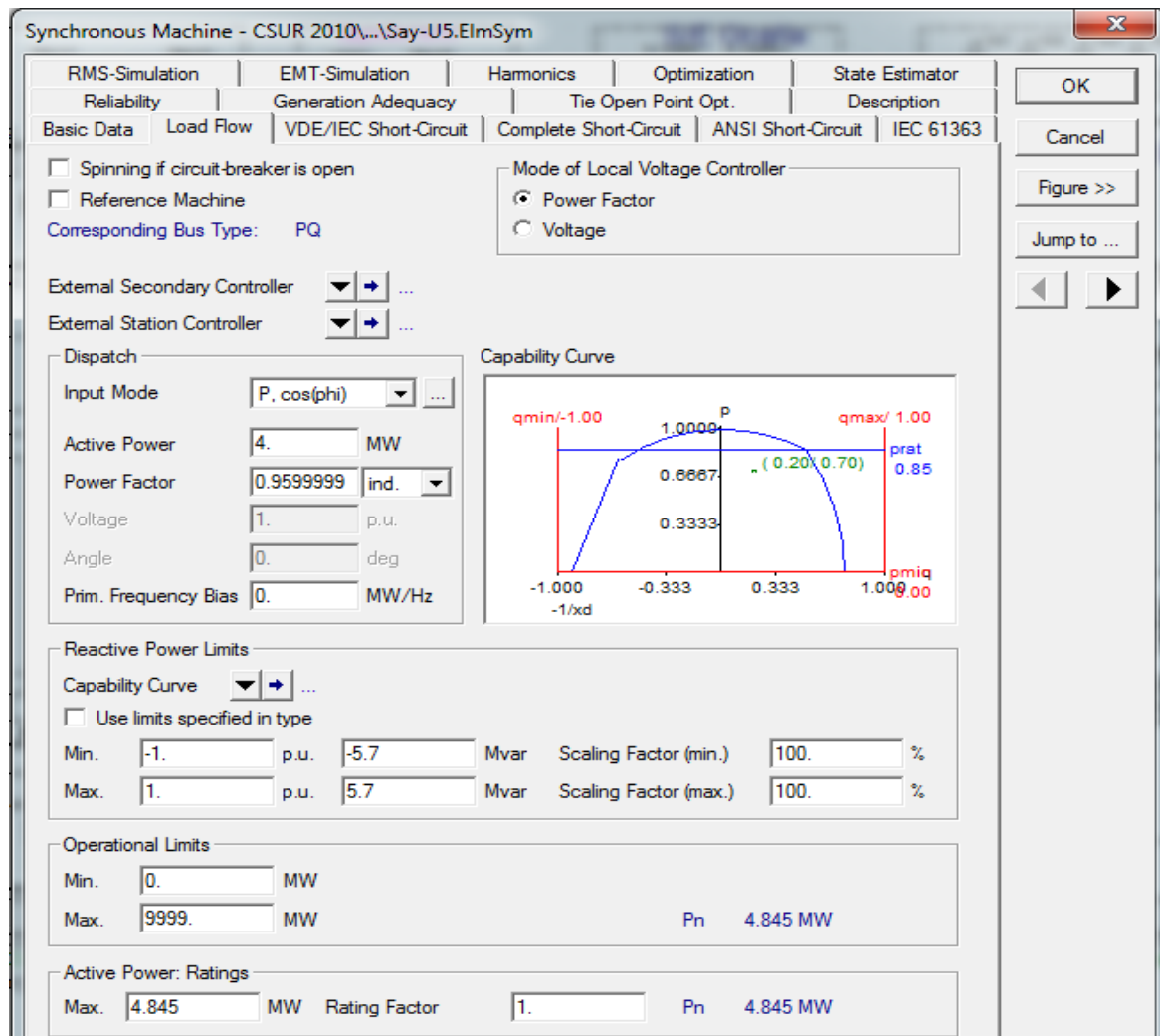


Figura 2.24. Ventana para edición de parámetros de la máquina síncrona en DlgSILENT Power Factory.

Fuente: Elaboración propia.

2.5.3.2 EDICIÓN DE PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR.

De igual forma que los generadores, los parámetros del transformador son tomados de la planilla de datos de entregada por LSIS Co., Ltd. En la figura 2.25 se observa la ventana de edición de parámetros para transformadores.

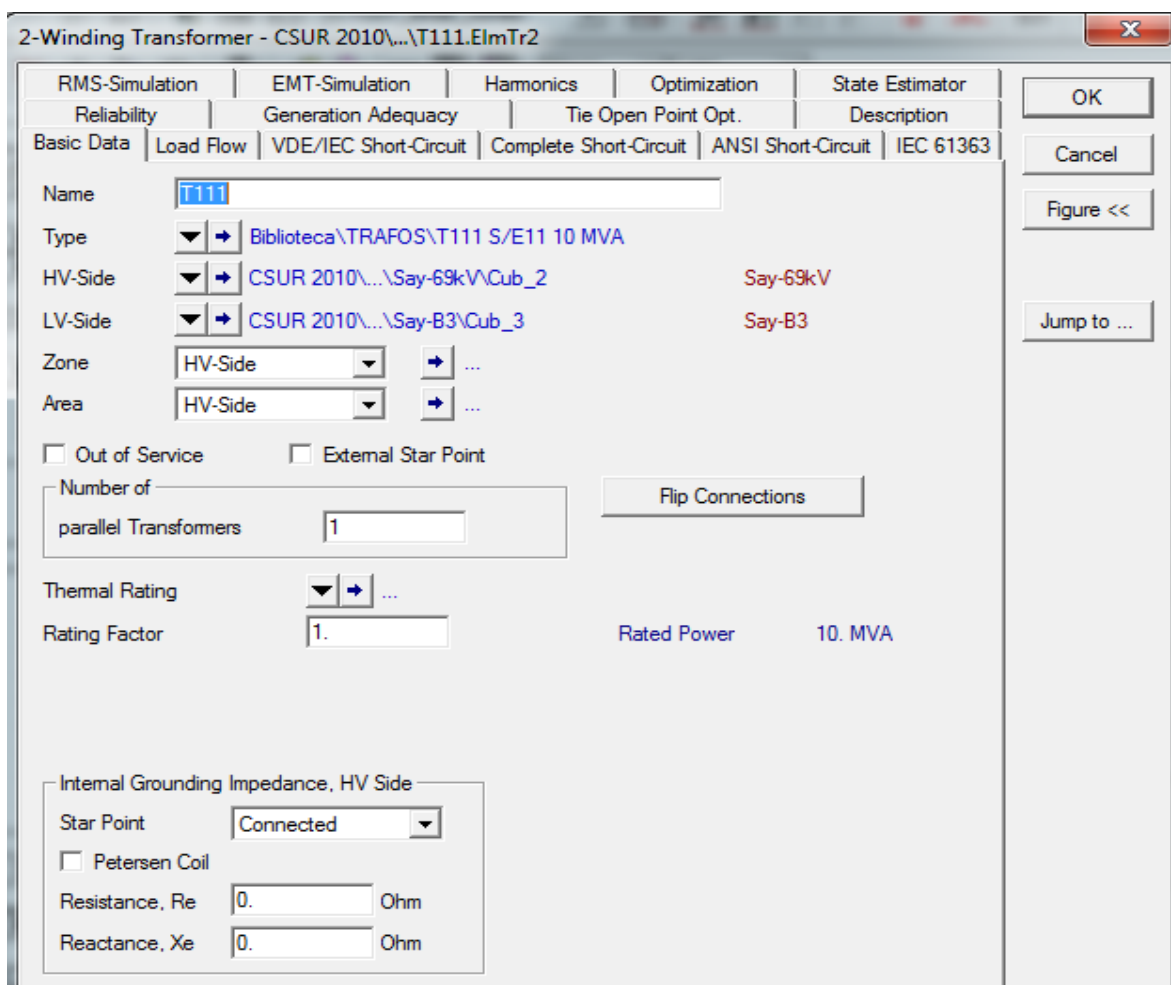


Figura 2.25. Ventana para edición de parámetros de un transformador de 2 devanados en DlgSILENT Power Factory.

Fuente: Elaboración propia.

2.5.3.3 EDICIÓN DE PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

La línea de transmisión que interconecta la central Saymirín con la subestación 7 de la CENTROSUR está compuesta por dos tramos, el primero con una longitud de 1,33 Km parte desde la propia subestación de la central (S/E 11) hacia la subestación Corpanche (S/E 19), donde también se conecta la línea de transmisión (de operación ocasional) proveniente de la central Saucay.

El segundo tramo de línea tiene una longitud de 9,82 Km y parte de la subestación Corpanche (S/E 19) hacia la subestación Ricaurte (S/E 7).

La edición de parámetros de DlgSILENT Power Factory para el primer tramo de la línea de transmisión en se observa en la figura 2.26.

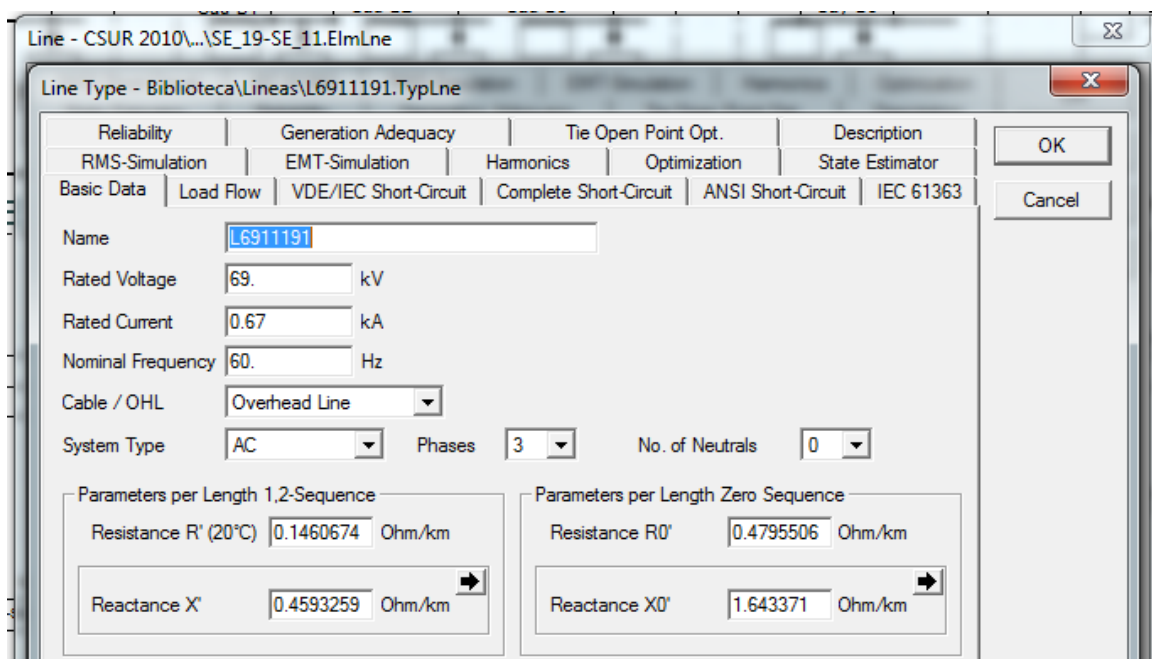


Figura 2.26. Ventana de edición de parámetros de la línea Saymirín-Corpanche en DlgSILENT Power Factory.

Fuente: Elaboración propia.

2.5.3.4 EDICIÓN DE PARÁMETROS DE LAS SUBESTACIONES.

La subestación Saymirín (S/E 11) tiene una configuración de barra simple y consta de 2 posiciones, una de entrada para los generadores de las fases III y IV y una de salida para la línea que se conecta en la subestación Corpanche (S/E 19). La tensión nominal de operación de esta barra es de 69 kV.

La subestación Corpanche (S/E 19) es del tipo de paso, cuenta con una configuración de barra simple, tensión nominal de 69 kV y tres posiciones de barra, dos para las líneas provenientes de las centrales Saymirín y Saucay, y una para la línea que parte hacia la subestación Ricaurte (S/E 7).

La subestación Ricaurte (S/E 7) es de transformación, opera con tensiones nominales de 69 y 22 kV. Su configuración es de barra simple en el portal de entrada y salida, tiene dos transformadores trifásicos conectados en paralelo con una potencia total de 22,5 MVA.

Tiene cuatro posiciones en el lado de alta tensión para las líneas que vienen desde la S/E 4, S/E 19, S/E 12 y la subestación Cuenca; y tres posiciones de salida para los alimentadores 0721, 0722 y 0723.

En la figura 2.27 se puede observar la edición de parámetros de la subestación 11 en DlgSILENT Power Factory.

Terminal - CSUR 2011\...\Say-69kV.ElmTerm

IEC 61363	RMS-Simulation	EMT-Simulation	Hamonics	Optimization
State Estimator	Reliability	Generation Adequacy	Tie Open Point Opt.	Description
Basic Data	Load Flow	VDE/IEC Short-Circuit	Complete Short-Circuit	ANSI Short-Circuit

Name: Say-69kV

Type: ▼ ▸ ...

Zone: ▼ ▸ ...

Area: ▼ ▸ ...

☐ Out of Service

System Type: AC ▼ Usage: Busbar ▼

Phase Technology: ABC ▼

Nominal Voltage

Line-Line: 69. kV

Line-Ground: 39,83717 kV

☐ Earthed

OK

Cancel

Jump to ...

Cubicles

Figura 2.27. Ventana de edición de parámetros de la subestación 11 en DlgSILENT Power Factory.

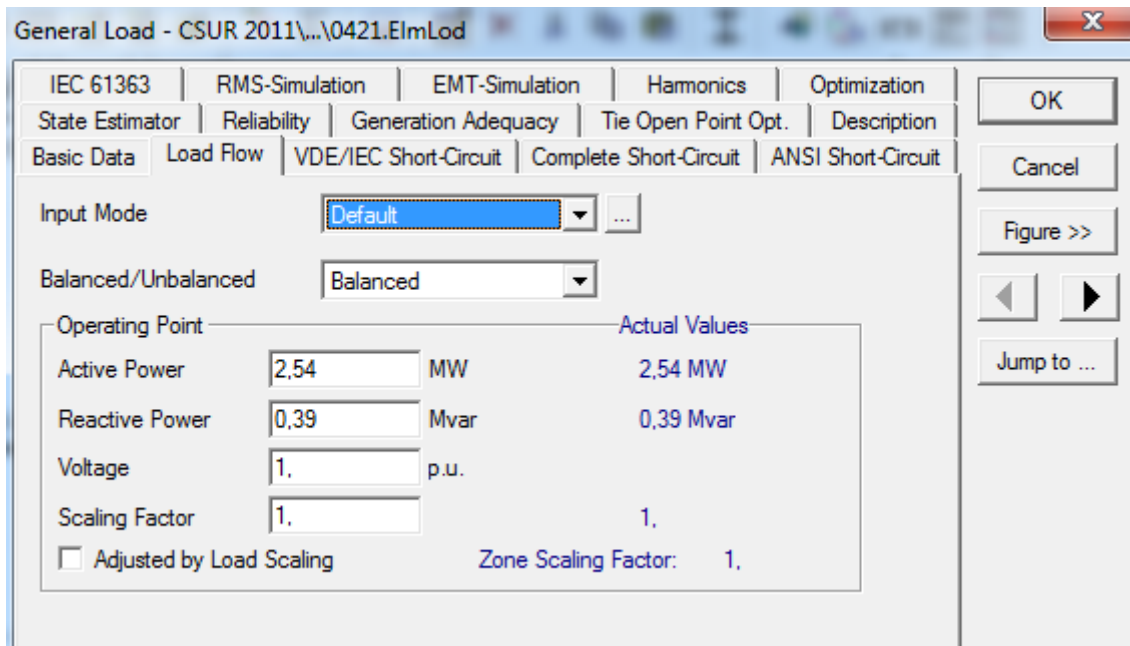
Fuente: Elaboración propia.

2.5.3.5 EDICION DE PARÁMETROS DE LA CARGA Y LOS SERVICIOS AUXILIARES.

El modelo de carga es tomado a partir de las demandas máximas y mínimas de los alimentadores de la CENTROSUR proyectadas para el año 2014, fecha en la cual está previsto el ingreso comercial de Saymirín V. La configuración de los parámetros para todos los alimentadores es similar, la única variación es la de la potencia activa y reactiva consumida.

Lo que respecta al modelo de los servicios auxiliares, se utiliza únicamente un transformador conectado a una carga. La configuración de estos dos elementos es realizado de igual manera que para los equipos similares descritos anteriormente.

En la figura 2.28 se puede observar la ventana de configuración para uno de los alimentadores en DlgSILENT Power Factory.



General Load - CSUR 2011\...\0421.ElmLod

IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization
State Estimator | Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description
Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit

Input Mode: Default

Balanced/Unbalanced: Balanced

Operating Point: Actual Values

Active Power	2.54	MW	2.54 MW
Reactive Power	0.39	Mvar	0.39 Mvar
Voltage	1.	p.u.	
Scaling Factor	1.		1.

☐ Adjusted by Load Scaling Zone Scaling Factor: 1.

OK
Cancel
Figure >>
Jump to ...

Figura 2.28. Ventana de edición de parámetros de un alimentador en DlgSILENT Power Factory.

Fuente: Elaboración propia.



3 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA.

3.1 INTRODUCCIÓN.

El importante desarrollo tecnológico de la Ingeniería de Software para aplicaciones orientadas a la Ingeniería Eléctrica que en la actualidad se tiene, ha permitido diseñar programas que permiten modelar y analizar el comportamiento de los sistemas, bajo muy diversas condiciones y obtener resultados estrechamente apegados a la realidad.

Un estudio muy importante que constituye la base del análisis de operación en estado estable y de seguridad de un sistema eléctrico, es el de flujos de potencia. Este estudio debe ser constantemente realizado debido a que las condiciones del sistema siempre están cambiando, tanto por el incremento de carga o generación y por cambios en la topología de la red.

Los estudios de flujos de potencia permiten detectar tensiones inaceptables en las barras, sobrecargas y pérdidas en las líneas de transmisión y transformadores, exceso de generación de potencia activa y reactiva de los generadores.

Por las razones mencionadas, este estudio permite detectar anomalías del sistema, las mismas que servirán para tomar decisiones con el objetivo de mantener aptos los índices de calidad, confiabilidad y economía.

Las fases I y II actualmente evacúan la potencia por medio de la línea que interconecta la S/E 10 con la S/E 6. Cuando Saymirín V inyecte potencia al sistema, lo hará por medio de la actual línea de 69 kV que es utilizada por las fases III y IV y que interconecta la S/E 20 con la S/E19.

Es importante tener en cuenta que en la S/E 19 también se conecta una línea que proviene de la central Saucay; y que sólo está operativa cuando se realiza mantenimiento o se produce una falla en la línea que parte desde la central Saucay hacia la S/E 4.

Las fases I y II de la central Saymirín, con una potencia instalada de 6,42 MW, serán remplazadas por la fase V con una potencia instalada de 7,56 MW. Lo cual, aparte de producir un incremento de generación para el anillo de la CENTROSUR, ocasiona un cambio en la topología de la red, debido a que la línea por la cual evacúa la potencia las fases I y II dejará de estar operativa.

Por lo tanto, debido al incremento en generación y cambio en la topología de la red al integrar Saymirín V al anillo de subtransmisión de la CENTROSUR, se



torna indispensable realizar los correspondientes estudios de flujos de potencia.

Con estos estudios principalmente se pretende determinar la cargabilidad y pérdidas los transformadores, generadores y de la línea de transmisión que interconecta la central Saymirín con las redes de la CENTROSUR y detectar tensiones inadecuadas en las barras de las subestaciones 20, 19, 7 y 6, las cuales se ven directamente afectadas con el ingreso de Saymirín V.

Los resultados obtenidos de este estudio son empelados para calibrar determinadas funciones de protección en el capítulo 6 del presente trabajo de tesis.

3.2 FLUJOS DE POTENCIA.

El objetivo fundamental de un sistema eléctrico es proveer la energía requerida por las cargas incluyendo las pérdidas, en todo momento, con la mejor calidad y al menor costo.

De este objetivo se derivan problemas técnico-económicos, como en qué lugar debe alimentarse al sistema, por donde transportar energía para minimizar costos, donde inyectar potencia reactiva, que transformadores deben tener la capacidad de realizar regulación automática o manual, cuantos circuitos debe tener una línea de transmisión, etc.

Este conjunto de requisitos origina que la operación y planificación del sistema se conviertan en un problema de alta complejidad, que debe ser resuelto continuamente para garantizar condiciones óptimas bajo las cuales debe trabajar el sistema. .

Los estudios de flujos de potencia permiten detectar anomalías en un estado de régimen permanente (cuasiestacionario), cuando existen ciertos escenarios de generación, carga y topología de la red. Por lo tanto, estos estudios son base fundamental para la planificación, expansión, seguridad, operación y control de un sistema eléctrico.

Los estudios de flujos de potencia se dividen en dos etapas. La primera etapa consiste en determinar las magnitudes y ángulos de las tensiones en todos los nodos del sistema; y la segunda etapa consiste en determinar los flujos de potencia activa y reactiva a través de los elementos del sistema, así como también información adicional de pérdidas, cargabilidad, sobrecargas, etc.

La formulación matemática del modelo para la solución de un estudio de flujos de potencia no permite utilizar técnicas tradicionales de circuitos lineales, debido a que dentro de la formulación se encuentra directamente involucrada la



potencia eléctrica. Esta potencia es resultado del producto de las magnitudes de tensión y corriente, lo cual implica la no linealidad de la solución.

Debido a la dificultad que se presenta en la solución de un estudio de flujos de potencia, no existe un método perfecto de solución, si no que por el contrario, en función de la precisión que se requiere obtener de sus resultados, se puede utilizar distintas técnicas numéricas.

La complejidad para resolver las técnicas numéricas de solución, debido al gran número de elementos que intervienen, las distintas características que existen entre elementos del mismo tipo, las configuraciones de topología de la red, los distintos escenarios de generación y carga, las disponibilidades y condiciones de operación de los elementos, hace indispensable el uso de una herramienta computacional para conseguir soluciones rápidas y correctas.

3.2.1 TRANSMISIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA ENTRE DOS NODOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO.

Con la ayuda de los modelos matemáticos que describen el comportamiento de los elementos de un sistema eléctrico (detallados en el capítulo 2), y mediante un modelo simple de un sistema, se obtienen las relaciones que entre las variables P , Q , $|\vec{V}|$ y δ , las mismas que sirven para comprender los factores que se encuentran involucrados en la transferencia de potencia activa y reactiva.

El modelo a utilizar consiste en un sistema de dos barras conectadas por medio de una línea de transmisión, la cual se encuentra representada por medio de una reactancia. Se omite la resistencia del modelo de la línea de transmisión debido a que la característica altamente inductiva de su impedancia implica que la relación X/R sea muy alta, y por lo tanto pueda despreciarse la resistencia sin disminuir en gran medida la precisión de los resultados.

En la barra B1 se inyecta potencia, la cual debe ser igual a la consumida por una carga fija, conectada en la barra B2, más las pérdidas producidas en la línea de transmisión. La barra B2 se la toma de referencia, por lo tanto el ángulo de fase de su magnitud de tensión es igual a cero.

En la figura 3.1 se observa el modelo descrito.

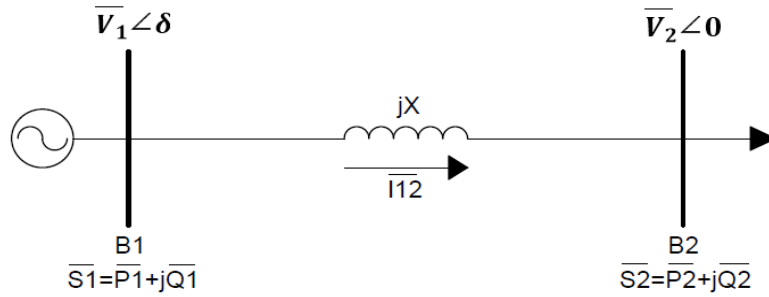


Figura 3.1. . Modelo de un sistema de dos barras para analizar los flujos de potencia.

Fuente: Notas de Clase Sistemas Eléctricos de Potencia. Antonio Borrero. Universidad de Cuenca. 2012.

La potencia inyectada en la barra B1 debe ser igual a:

$$\bar{S}_1 = \bar{V}_1 \times \bar{I}_{12}^* \quad [3.1]$$

La corriente que fluye a través de la línea de transmisión se puede obtener a partir de:

$$\bar{I}_{12}^* = \left(\frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{jX} \right)^* \quad [3.2]$$

Remplazando la ecuación 3.2 en la ecuación 3.1 se tiene:

$$\bar{S}_1 = \bar{V}_1 \times \bar{I}_{12}^* = \bar{V}_1 \times \left(\frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{jX} \right)^* \quad [3.3]$$

Y desarrollando la ecuación 3.3:

$$\begin{aligned} \bar{S}_1 &= \frac{|\bar{V}_1|^2 - \bar{V}_1 \times \bar{V}_2^*}{-jX} \\ \bar{S}_1 &= j \left(\frac{|\bar{V}_1|^2 - |\bar{V}_1| \times |\bar{V}_2| \times e^{j(\delta)}}{X} \right) \\ \bar{S}_1 &= j \left\{ \frac{|\bar{V}_1|^2 - |\bar{V}_1| \times |\bar{V}_2| \times [\cos(\delta) + j \sin(\delta)]}{X} \right\} \\ \bar{S}_1 &= \frac{|\bar{V}_1| \times |\bar{V}_2|}{X} \times \sin(\delta) + j \left[\frac{|\bar{V}_1|^2}{X} + \frac{|\bar{V}_1| \times |\bar{V}_2|}{X} \times \cos(\delta) \right] \end{aligned} \quad [3.4]$$

Dado que la potencia inyectada en la barra B1 está relacionada también con la siguiente ecuación:

$$\bar{S}_1 = P_1 + jQ_1 \quad [3.5]$$



Al igualar las partes reales e imaginarias de las ecuaciones 3.4 y 3.5 se tiene:

$$P_1 = \frac{|\bar{V}_1| \times |\bar{V}_2|}{X} \cdot \sin(\delta) \quad [3.6]$$

$$Q_1 = \frac{|\bar{V}_1|^2}{X} + \frac{|\bar{V}_1| \times |\bar{V}_2|}{X} \cdot \cos(\delta) \quad [3.7]$$

En un sistema eléctrico que opera en condiciones normales, el desfase angular que se tiene entre las tensiones de barras contiguas, es muy pequeño, es decir $\delta \approx 0$ y por lo tanto se puede tomar la siguiente aproximación de las ecuaciones 3.6 y 3.7:

$$P_1 = \frac{|\bar{V}_1| \times |\bar{V}_2|}{X} \times \delta \quad [3.8]$$

$$Q_1 = \frac{|\bar{V}_1|^2}{X} + \frac{|\bar{V}_1| \times |\bar{V}_2|}{X} \quad [3.9]$$

De las ecuaciones 3.8 y 3.9, se puede observar una fuerte dependencia entre la potencia activa y los ángulos de fase de las tensiones, y entre la potencia reactiva y los módulos de las tensiones. Lo cual implica el desacoplamiento entre el par de variables $P - \delta$, de las variables $Q - |\bar{V}|$. Por lo tanto es necesario resaltar las siguientes observaciones:

- La variación en la generación o demanda de potencia activa, influye sobre los ángulos de fase de las tensiones en las barras del sistema eléctrico, y sobre el flujo de potencia activa en las líneas de transmisión, pero prácticamente no involucra variaciones en el flujo de potencia reactiva en el sistema, ni cambios en las magnitudes de las tensiones de las barras.
- La variación en la inyección o consumo de potencia reactiva, provoca un cambio significativo en las magnitudes de las tensiones de las barras, y prácticamente no involucran una variación en el flujo de potencia activa a través del sistema, ni desfases en los ángulos de las tensiones de las barras.

Las pérdidas de potencia activa y reactiva debido a la circulación de corriente están relacionadas por medio de las siguientes ecuaciones:

$$P_{per} = R \times |\bar{I}_{12}|^2 \quad [3.10]$$

$$Q_{per} = X \times |\bar{I}_{12}|^2 \quad [3.11]$$

De la ecuación 3.1 se tiene que:

$$|\bar{I}_{12}^*| = |\bar{I}_{12}| = \frac{|\bar{S}_1|}{|\bar{V}_1|} = \frac{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}}{|\bar{V}_1|} \quad [3.12]$$

Remplazando la ecuación 3.12, en las ecuaciones 3.10 y 3.11 se tiene:

$$P_{per} = R \times \frac{(P_1^2 + Q_1^2)}{|\bar{V}_1|^2} \quad [3.13]$$

$$Q_{per} = R \times \frac{(P_1^2 + Q_1^2)}{|\bar{V}_1|^2} \quad [3.14]$$

Las ecuaciones 3.13 y 3.14 permiten observar que un incremento de potencia reactiva en el sistema, ocasiona un incremento en la corriente aparente, lo cual provoca a su vez, que se incremente la temperatura en los conductores y que aumenten las pérdidas de potencia activa y reactiva.

3.2.2 FORMULACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO DE FLUJOS DE POTENCIA.

Luego de entender el comportamiento del flujo de potencia que existe entre dos barras, las variables involucradas y la descripción matemática del fenómeno físico que relaciona estas variables, es posible extender fácilmente el análisis realizado para cualquier sistema eléctrico conformado por n barras, sin importar sus características particulares.

Para el desarrollo de la formulación matemática se utiliza el modelo representado por la figura 3.2, el cual consta de dos barras en las cuales se tienen conectados elementos que generan y consumen potencia. Las barras se unen por medio de una línea de transmisión representada por su modelo π equivalente, donde Y_s representa la admitancia en serie, mientras que Y_d la admitancia en derivación.

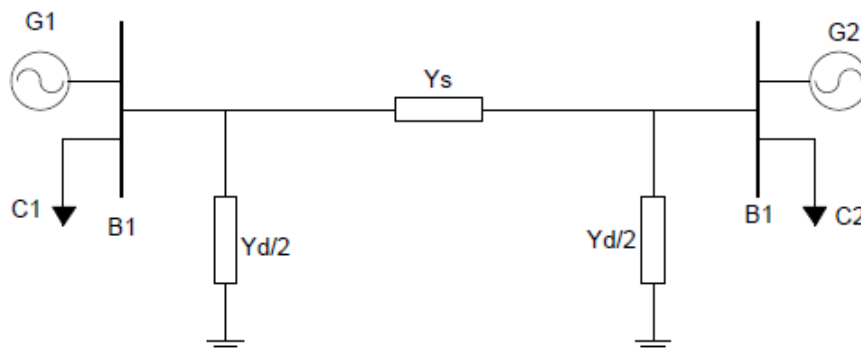


Figura 3.2. Modelo utilizado para la formulación matemática de flujos de potencia.

Fuente: Fuente: Notas de Clase Sistemas Eléctricos de Potencia. Antonio Borrero. Universidad de Cuenca. 2012.



La potencia inyectada en las barras B1 y B2 está dada respectivamente por:

$$\bar{S}_1 = (P_{G1} - P_{C1}) + j(Q_{G1} - Q_{C1}) = P_1 + jQ_1 = \bar{V}_1 \times \bar{I}_1^* \quad [3.15]$$

$$\bar{S}_2 = (P_{G2} - P_{C2}) + j(Q_{G2} - Q_{C2}) = P_2 + jQ_2 = \bar{V}_2 \times \bar{I}_2^* \quad [3.16]$$

La corriente que se inyecta en cada barra está dada por:

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{S}_1^*}{\bar{V}_1^*} = \bar{Y}_s \times (\bar{V}_1 - \bar{V}_2) + \frac{\bar{Y}_d}{2} \times \bar{V}_1 \quad [3.17]$$

$$\bar{I}_2 = \frac{\bar{S}_2^*}{\bar{V}_2^*} = \bar{Y}_s \times (\bar{V}_2 - \bar{V}_1) + \frac{\bar{Y}_d}{2} \times \bar{V}_2 \quad [3.18]$$

Al sacar como factor común la correspondiente tensión de barra en la ecuación 3.17 y 3.18 se tiene:

$$\bar{I}_1 = \left(\bar{Y}_s + \frac{\bar{Y}_d}{2} \right) \times \bar{V}_1 - \bar{Y}_s \times \bar{V}_2 \quad [3.19]$$

$$\bar{I}_2 = \left(\bar{Y}_s + \frac{\bar{Y}_d}{2} \right) \times \bar{V}_2 - \bar{Y}_s \times \bar{V}_1 \quad [3.20]$$

Entonces las ecuaciones 3.19 y 3.20 pueden escribirse en forma matricial, de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_s + \frac{\bar{Y}_d}{2} & -\bar{Y}_s \\ -\bar{Y}_s & \bar{Y}_s + \frac{\bar{Y}_d}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix} \quad [3.21]$$

La ecuación 3.21 puede escribirse en forma simplificada:

$$[\bar{I}_{BARRA}] = [\bar{Y}_{BARRA}][\bar{V}_{BARRA}] \quad [3.22]$$

Partiendo de las ecuaciones 3.15 y 3.16 se tiene:

$$\bar{S}_1^* = P_1 - jQ_1 = \bar{V}_1^* \times \bar{I}_1 = \bar{Y}_{11} \times \bar{V}_1 \times \bar{V}_1^* + \bar{Y}_{12} \times \bar{V}_2 \times \bar{V}_1^* \quad [3.23]$$

$$\bar{S}_2^* = P_2 - jQ_2 = \bar{V}_2^* \times \bar{I}_2 = \bar{Y}_{21} \times \bar{V}_1 \times \bar{V}_2^* + \bar{Y}_{22} \times \bar{V}_2 \times \bar{V}_2^* \quad [3.24]$$

Las ecuaciones anteriores representan el modelo matemático del problema de flujos de potencia. Se puede observar la no linealidad presente en las mismas.

Generalizando para un sistema con n barras donde la corriente \bar{I}_i es inyectada en la barra i , representado por medio de la figura 3.3 se tiene:

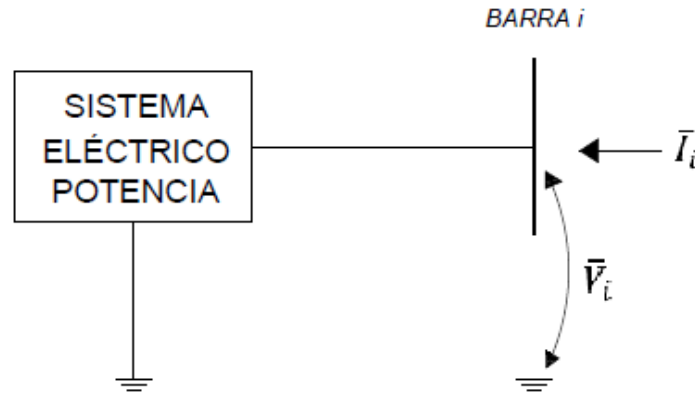


Figura 3.3. Modelo utilizado para generalizar la formulación de flujos de potencia para un sistema eléctrico.

Fuente: Elaboración propia.

$$P_i - j \times Q_i = \bar{V}_i^* \times \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik} \times \bar{V}_k \quad i = 1, 2, 3 \dots, n \quad [3.25]$$

Y finalmente la potencia activa y reactiva puede expresarse de la siguiente manera:

$$P_i = |\bar{V}_i| \times \sum_{k=1}^n |\bar{Y}_{ik}| \times |\bar{V}_k| \times \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad i = 1, 2, 3 \dots, n \quad [3.26]$$

$$Q_i = -|\bar{V}_i| \times \sum_{k=1}^n |\bar{Y}_{ik}| \times |\bar{V}_k| \times \sin(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad i = 1, 2, 3 \dots, n \quad [3.27]$$

En todo el desarrollo matemático realizado no se encuentra ninguna expresión que contenga explícitamente a la frecuencia, esto se debe a que se supone que es constante en todo el sistema. La tensión en cada barra se ve afectada por el flujo de potencia a través de ella, lo cual ocasiona que exista una variación entre todas las tensiones de las barras.

Con la correcta operación del sistema eléctrico se intenta mantener la frecuencia constante en toda la red y que la variación entre las tensiones de las barras sean las más pequeñas posibles y se acerquen a su valor nominal.



3.2.2.1 TIPOS DE BARRAS.

Por cada barra del sistema se tiene 2 ecuaciones y 4 variables $P, Q, |\bar{V}|$ y δ , por lo tanto para un sistema de n barras se tendrán $2n$ ecuaciones con $4n$ variables, éstas pueden clasificarse en tres grupos:

- Variables de perturbación: Son las potencias activas y reactivas consumidas por la carga que se encuentra conectada al sistema.
- Variables de estado: Son las variables que dependen del flujo de potencia activa y reactiva a través del sistema, por lo tanto son los módulos y ángulos de las tensiones de las barras del sistema.
- Variables de control: Son aquellas variables que pueden ser manejadas para obtener las condiciones requeridas del sistema, por lo tanto estas variables son las potencias activas y reactivas que se inyectan al sistema.

Las ecuaciones 3.26 y 3.27 se pueden solucionar para $2n$ variables si se especifican las $2n$ variables restantes. Por lo tanto, para cada barra dependiendo de la función que cumpla en el sistema, se especifican 2 de las variables de antemano. En función de las variables que se especifiquen las barras del sistema se pueden clasificar en:

- Barra de potencia definida: Por lo general, son las barras donde se encuentra conectada la carga, es decir las barras donde se produce un consumo de potencia. En este tipo de barra las variables que se especifican son las potencias P_{carga} y Q_{carga} . Se incluyen también las barras de paso en las cuales se tiene $P = 0$ y $Q = 0$. Las incógnitas a encontrar son las variables $|\bar{V}|$ y δ . Este tipo de barra recibe la denominación de *barra $P - Q$* .
- Barra de tensión controlada. Se incluyen todas las barras que tienen la capacidad de mantener constante la magnitud de su tensión mediante la generación o consumo de potencia reactiva. Las variables que se especifican son la potencia inyectada P y la magnitud de la tensión $|\bar{V}|$, las incógnitas a encontrar son la potencia reactiva Q y el ángulo de la tensión δ . Este tipo de barra recibe el nombre de *barra $P - V$* .
- Barra de referencia. Por lo general se tiene sólo una barra de este tipo en el sistema. En esta barra no se especifica la potencia activa ni reactiva, debido a que es la encargada de realizar el balance entre la potencia generada y la demanda total, incluyendo también las pérdidas del sistema, por lo cual se considera que debe ser una barra de generación. En esta barra se especifica el módulo de la tensión $|\bar{V}|$ y su ángulo de fase, que se toma como cero, debido a que los ángulos de fase de las tensiones del resto de barras estarán referenciadas a esta.



3.2.3 MÉTODOS ITERATIVOS DE SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA.

La solución del problema de flujos de potencia está compuesta de un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales, debido a que no se pueden obtener relaciones analíticas directas para su solución. Por lo tanto, no tienen una solución exacta y se torna necesario utilizar métodos numéricos iterativos, los cuales se basan en una sucesión infinita de aproximaciones para converger en un único valor, el cual debe ser la solución del sistema de ecuaciones.

Debido a la complejidad y extensión de los sistemas eléctricos reales, es necesario que los métodos utilizados para resolver los flujos de potencia sean muy eficientes, versátiles, rápidos y sencillos. Cada uno de los métodos tiene ventajas y desventajas; y dependiendo del tipo de problema y más concretamente del tipo de solución requerida, se selecciona uno de ellos.

Todos los métodos consisten en dar valores iniciales a las variables y luego utilizando sus correspondientes ecuaciones de solución, y realizando un proceso iterativo, se determinan los nuevos valores que toman estas variables. Se sigue con este procedimiento hasta que el error que se produzca entre una iteración y otra se encuentre dentro de un rango establecido previamente.

Cuatro de los métodos iterativos utilizados ampliamente para la solución de flujos de potencia son: Gauss-Seidel, Newthom-Raphson, flujos desacoplados y el de flujos DC. En todos los métodos por lo general se toma que la barra oscilante es la barra $i = 1$.

Los valores iniciales que se toman para las variables de las barras, son valores que se acercan mucho a la solución, esto se debe a la experiencia y conocimiento que se tiene de un sistema eléctrico que opera en condiciones normales. Las ventajas y desventajas más importantes de estos métodos son las siguientes:

Método de Gauss-Seidel:

- Es utilizado para resolver sistemas que no tienen un gran número de barras.
- Requiere de un gran número de iteraciones para llegar a la solución y puede ocurrir que en ciertas ocasiones no se obtenga la convergencia del método.
- La convergencia del método requiere que los valores iniciales que se toman de las variables estén cercanas a los valores reales de la solución.



- Los valores de las variables que se calculan, inmediatamente se utilizan para calcular nuevos valores de las restantes variables, se continúa con este procedimiento hasta terminar cada iteración.
- El tipo de convergencia es lineal.
- El número de iteraciones utilizadas para la solución del problema puede reducirse considerablemente si la tensión en cada barra se multiplica por un factor de aceleración, el cual es el encargado de incrementar la corrección del valor de la variable después de calcularla.

Método de Newthom-Raphson:

- Es el método utilizado con más frecuencia para la solución del problema de flujos de potencia con la ayuda de herramientas computacionales.
- Utiliza la expansión en serie de Taylor de una función de una o dos variables, para formular las ecuaciones de solución.
- La velocidad de convergencia del método es cuadrática.
- La matriz Jacobiana utilizada en el método debe ser recalculada e invertida en cada iteración.
- Utiliza muchos más cálculos que los otros métodos, sin embargo asegura su convergencia.
- Rápida convergencia, entre 4 y 6 iteraciones.
- La memoria utilizada por el computador cuando se utiliza un software es muy grande, debido a la cantidad de cálculos que deben realizarse.

Método de flujos desacoplados:

- Parte del método de Newthom-Raphson, y utiliza la fuerte dependencia que existe entre las variables $P - \delta$ y $Q - |\bar{V}|$, para la formulación de las ecuaciones de solución del método.
- Este método es muy utilizado al tener un sistema con un gran número de barras y cuando en la solución se prefiere rapidez antes que precisión.
- La matriz Jacobiana únicamente debe ser calculada una vez, al principio de las iteraciones.
- Utiliza muchos menos cálculos que los métodos anteriores.
- Dependiendo del número de ecuaciones involucradas, la precisión de la solución puede disminuir.

Método de flujos DC:

- Se analiza el sistema considerando que las tensiones en todas las barras están en su valor nominal, por lo cual no se produce un flujo de potencia reactiva que pueda producir una variación del valor de la tensión. De tal manera que únicamente se considera el flujo de potencia activa a través del sistema.



- En el modelo del sistema no se toman en cuenta las conexiones a tierra y las conexiones en derivación que existan.
- Las ecuaciones de solución de flujos de potencia que utiliza este método son lineales y relacionan directamente al flujo de potencia activa con los ángulos de fase de las tensiones de las barras.
- Debido a las simplificaciones que se toman, se trabaja únicamente con números reales, lo cual simplifica en gran medida los cálculos.
- Debido a la linealidad de las ecuaciones de solución, este método no es iterativo.

3.3 ESTADO DE OPERACIÓN NORMAL DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

El objetivo de todo sistema eléctrico es proveer toda la potencia eléctrica demandada por los usuarios, en todo momento y en el lugar donde la requiera. Ésta energía debe llegar en las mejores condiciones, es decir sus índices técnicos, económicos, de seguridad y confiabilidad deben ser los más altos posibles, pues son los que definen la calidad de la energía suministrada.

Debido a que continuamente las características bajo las cuales opera un sistema eléctrico están cambiando, principalmente por el incremento de la demanda, es necesario que el sistema se adapte a estos cambios, planificando oportunamente mediante criterios técnico-económicos la infraestructura adicional requerida para mantener los parámetros de calidad de la energía.

Los parámetros eléctricos que caracterizan los índices técnicos de la calidad de la energía son la tensión y la frecuencia en el sistema, éstos deben permanecer dentro de un cierto límite definido por el Organismo Regulador, que para el caso del Ecuador es el CONELEC⁴.

Existen muchas causas que pueden provocar una variación de estos parámetros, por lo cual es indispensable contar con dispositivos de regulación automáticos, los cuales tienen la misión de mantenerlos dentro de un rango de variación permitido.

Un sistema que opera en condiciones normales, donde la generación puede ser la propia más la que proviene de las interconexiones, debe equilibrar la demanda variable de los usuarios y las pérdidas. En esta condición el sistema debe cumplir con todas las restricciones de operación de los elementos individuales y además debe existir una reserva para mantener la seguridad ante cualquier evento que pueda presentarse.

⁴ CONELEC. (Consejo Nacional de Electricidad).



Es importante contar con un centro de control que sea el encargado de planificar, ejecutar y evaluar el proceso operativo, para el caso del Ecuador es el CENACE⁵, el cual es el administrador técnico y económico del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el encargado de coordinar, gestionar y supervisar la operación del SNI en tiempo real y en corto, mediano y largo plazo.

Para que un sistema eléctrico se encuentre operando en estado normal es preciso que las siguientes condiciones sean consideradas:

- En todo momento debe cumplirse el balance entre la generación inyectada y la demanda de los usuarios más las pérdidas producidas en todo el sistema.
- Ningún elemento del sistema debe operar en condiciones de sobrecarga.
- Los parámetros eléctricos de tensión y frecuencia deben encontrarse fluctuando dentro de su banda de variación permitida.
- Mantener una reserva de generación para permitir realizar la regulación primaria y secundaria de frecuencia, de manera que ante ciertas contingencias que provoquen pérdida de generación, o cuando se incremente carga bruscamente, permitir que se mantenga la continuidad del servicio.
- Mantener un intercambio controlado con las interconexiones entre las distintas zonas de control.
- Los recursos técnicos, económicos y humanos deben estar optimizados.

3.3.1 CÓDIGOS DE OPERACIÓN DEL SNI.

El CENACE debe identificar el estado en el cual se encuentra operando el sistema y dar conocimiento de éste, a todos los Centros de Operación (CO) de los agentes que participan en el Mercado eléctrico Mayorista (MEM) y al Centro de Operaciones de Transmisión (COT).

Para la identificación de los estados de operación del sistema, se utiliza un código basado en colores, el cual está estructurado de la siguiente manera:

- Código blanco: Define la operación del sistema en estado normal.
- Código amarillo: Define la operación del sistema en estado de alerta.
- Código rojo: Define la operación del sistema en estado de emergencia.

3.3.2 OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES DEL SNI – REGULACIONES DEL CONELEC.⁶

⁵ CENACE. (Centro Nacional de Control de la Energía).

⁶ REGULACIÓN N° CONELEC – 004/02. REGULACIÓN N° CONELEC – 006/02 (Versión 2).



El CONELEC es el ente encargado de regular, planificar y controlar el Sector Eléctrico Ecuatoriano, para procurar que la calidad del servicio eléctrico que reciben los usuarios sea óptima. Para cumplir con este objetivo el CONELEC elabora normas y regulaciones que deben ser acatadas por todos los agentes que pertenecen al MEM.

Las regulaciones dictadas por el CONELEC y dentro de las cuales se establecen las condiciones de operación en estado normal del SNI son:

- Regulación CONELEC 004/02. Transacciones de potencia reactiva en el MEM.
- Regulación CONELEC 006/02. Procedimientos de despacho y operación (versión 2).

Algunos de los puntos destacados en estas regulaciones para la operación en estado normal del SNI, fueron extraídos y se describen a continuación:

- Frecuencia:
 - La frecuencia objetivo del SNI será 60,00 Hz y su rango de variación en condiciones de operación normal, mientras no se disponga de un control automático de generación estará entre 59,85 y 60,15 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas y períodos de restablecimiento.
- Tensión:
 - En condiciones de operación normal, las tensiones en las barras de 138 kV y 230 kV, 69 kV y menores, no deberán superar las tolerancias establecidas.

Nivel de 230 kV: + 7% / - 5%

Nivel de 138 kV: + 5% / - 7%

Nivel de 69 kV y menores: + 3% / - 3%

- Por seguridad y para garantizar la buena operación y vida útil de los equipos, no se deberán variar las tensiones fuera de los rangos establecidos.

Nivel de 230 kV: 246,1 kV / 218,5 kV

Nivel de 138 kV: 144,9 kV / 128,3 kV

Nivel de 69 kV y menores: 71,07 kV / 66,93 kV

47,3 kV / 44,6 kV

35,5 kV / 33,4 kV



- En el SNI el perfil de tensión de las redes de 230, 138 kV y puntos de entrega, deberá mantenerse en lo posible en los valores nominales, minimizando la transmisión de potencia reactiva y disponer de una reserva de potencia reactiva ajustados a los valores definidos en estas regulaciones, para permitir, afrontar las perturbaciones y desconexiones de equipos en el SNI.
- En condiciones de operación normal, las tensiones en las barras de 138 kV y 230 kV no deberán superar las tolerancias establecidas en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.
- En condiciones de operación normal, las tensiones en los puntos de entrega del transmisor a los distribuidores y/o grandes consumidores conectados al SNT⁷ no deberán superar las tolerancias establecidas en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM. En condiciones de emergencia, las tensiones no deberán superar una tolerancia de $\pm 7\%$ de su valor nominal.
- Generación de Potencia Reactiva:
 - El CENACE podrá solicitar variaciones en la potencia reactiva absorbida o entregada por un generador, y la corrección del factor de potencia de los Distribuidores, de acuerdo a las regulaciones vigentes y a lo establecido en los Procedimientos de Despacho y Operación.
 - Los generadores deberán enviar al CENACE una copia de la curva de capacidad P-Q actualizada, con indicación de las zonas seguras de operación en estado estable, de cada una de sus unidades.
- Variación de Potencia Activa en Generadores:
 - La variación de generación se realizará en función a lo establecido en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente, y de acuerdo a las condiciones del sistema.
- Cargabilidad:
 - La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de tensión y el límite por estabilidad transitoria y dinámica. El respectivo propietario de las instalaciones, será el responsable de definir los valores límites de transferencia de las líneas de transmisión, los cuales deberán ser validados por el CENACE.

⁷ SNT. Sistema Nacional de Transmisión.



- Los transformadores deberán ser operados sin sobrecarga en condiciones de operación normal. En condiciones de emergencia el CENACE podrá utilizar los porcentajes de sobrecarga establecidos por el propietario.

3.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN EL ANILLO DE SUBTRANSMISIÓN DE LA CENTROSUR.

La CENTROSUR distribuye el servicio de energía eléctrica para las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago a un total de 314.000 clientes en un área de concesión aproximada de 28.962 km^2 .

Las características de los elementos que conforman este anillo fueron extraídos del modelo eléctrico suministrado por el departamento de planificación de la CENTROSUR. Las características de todos los elementos se tabulan a continuación:

- **Líneas de transmisión:**

DESCRIPCIÓN	BARRA <i>i</i>	BARRA <i>j</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>B</i>	<i>Long.</i>	<i>In</i>
			Ω/km	Ω/km	$\mu S/km$	Km	kA
Abanico Macas	Abanico-69kV	Abanico G-69kV	0,14	0,44	3,74	12	0,54
Azogues(09)-Cañar(18)	Cañar-69kV	Azogues-69kV	0,25	0,48	3,49	24,06	0,46
Sinincay–Verdillo(06)2T	Sinincay-69kV	Verdillo-69kV 2T	0,09	0,45	3,78	7,97	0,78
Sinincay–Verdillo(06)1T	Verdillo-69kV 1T	Sinincay-69kV	0,09	0,45	3,78	8,07	0,78
Cuenca–Gualaceo(15)	Cuenca-138kV	Gualaceo-138kV	0,25	0,51	3,26	21,02	0,46
Cuenca–Monay(03)	Monay-69kV	Cuenca-69kV	0,14	0,46	3,67	3,02	0,67
Cuenca–M ^o onay(03)1	Monay-69kV	Cuenca-69kV	0,13	0,41	3,32	3,43	0,67
Cuenca–Ricaurte(07)	Ricaurte-69kV	Cuenca-69kV	0,14	0,42	4,09	5,29	0,67
Cuenca–Empresa Eléctrica Azogues	Cuenca-69kV	Empresa Eléctrica Azogues-69kV	0,14	0,44	3,6	24,1	0,67
Descanso-Azogues	Descanso-69kV	Azogues-69kV	0,14	0,44	3,79	11,5	0,67
Empresa Eléctrica Azogues-Guapán(28)	Guapán-69kV	Empresa Eléctrica Azogues-69kV	0,14	0,46	3,65	2	0,46



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

El Arenal(05)-Turi(08)	Arenal-69kV	Turi-69kV	0,14	0,44	3,79	4,47	0,67
El Arenal(05)-Lentag(14)	Arenal-69kV	Lentag-69kV	0,25	0,47	3,5	46,93	0,46
Gualaceo (15)-Limón(23)	Gualaceo-138kV	Limón-138kV	0,26	0,54	3,42	45,45	0,46
Lentag(14)-Turi(08)	Lentag-69kV	Turi-69kV	0,25	0,47	3,5	41,93	0,46
Limón(23)-Méndez(22)	Limón-138kV	Méndez-138kV	0,25	0,49	3,36	33,02	0,46
Línea Sinincay–Cañar	Cañar-69kV	Sinincay-69kV	0,11	0,41	3,78	33	0,72
Macas-Abanico	Abanico-69kV	Macas-69kV	0,25	0,46	3,65	0,1	0,46
Monay(03)-Centenario(02)	Monay-22kV	Centenario-22kV	0,42	0,48	3,64	3,15	0,3
Monay(03)-Turi(08)	Turi-69kV	Monay-69kV	0,14	0,44	3,79	4,47	0,67
Méndez(22)-Macas(21)	Méndez-138kV	Abanico-138kV	0,25	0,48	3,4	51,67	0,46
Ocaña-Cañar	Cañar-69kV	Ocaña - 69kV	0,14	0,44	3,74	28	0,67
Parque Industrial(04)-Erco(27)	Parque Industrial-69kV	Erco-69kV	0,25	0,43	3,85	2,09	0,46
Parque Industrial(04)-Ricaurte(07)	Parque Industrial-69kV	Ricaurte-69kV	0,11	0,41	3,78	3,63	0,72
Parque Industrial(04)-Saucay(20)	Saucay-69kV	Parque Industrial-69kV	0,14	0,44	3,78	14,08	0,67
Parque Industrial(04)-Secc(01)	Parque Industrial-22kV	Secc-1 22kV	0,22	0,39	18,4	3,58	0,3
Ricaurte(07)-El Descanso(12)	Ricaurte-69kV	Descanso-69kV	0,11	0,41	3,78	10,05	0,72
SE01-Secc(1)	Luis Cordero-22kV	Secc-1 22kV	0,22	0,39	18,4	0,4	0,3
SE01-Secc(2)	Secc-2	Luis Cordero-22kV	0,22	0,39	18,4	0,4	0,3
SE_07-SE_19	Corpanche-69kV	Ricaurte-69kV	0,14	0,45	3,73	9,82	0,67
SE_19-SE_11	Corpanche-69kV	Saymirín-69kV	0,15	0,46	3,99	1,34	0,67
SE_19-SE_20	Saucay-69kV	Corpanche-69kV	0,14	0,44	3,78	4,9	0,67
Verdillo(06)-El Arenal(05)	Verdillo-69kV	Arenal-69kV	0,11	0,41	3,78	7,23	0,72
Verdillo(06)-Parque Industrial(04)	Verdillo-69kV	Parque Industrial-69kV	0,11	0,41	3,78	3,04	0,72



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Verdillo(06)-Parque Industrial(04)	Verdillo-22kV	Parque Industrial-22kV	0,24	0,47	3,57	3,02	0,46
Verdillo(06)-Saymirín(10)	Verdillo-22kV	Saymirín-22kV	0,25	0,46	3,65	8,92	0,46
Verdillo(06)-Secc-2	Verdillo-22kV	Secc-2 22kV	0,21	0,37	27,51	2,21	0,37

Tabla 3.1. Características de las líneas de transmisión que conforman el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.

Fuente: CENTROSUR.

• **Barras:**

TENSIÓN		TENSIÓN		TENSIÓN		TENSIÓN	
BARRA	kV	BARRA	kV	BARRA	kV	BARRA	kV
Abanico	69	Gualaceo	22	Parque Industrial	22	T041-Terciario	10
Abanico G-69	69	Guapán-	69	Parque Industrial	69	T042-Terciario	6,3
Arenal	22	Hidro Abanico	138	Ricaurte	22	T051-Terciario	10
Arenal	69	Hidro Abanico a	4,16	Ricaurte	69	T052-Terciario	2,39
Azogues	22	Hidro Abanico b	4,16	Sinincay	69	T071-Terciario	2,39
Azogues A	69	Luis Cordero	22	Saucay-B1	4,16	T072-Terciario	2,39
Cuenca 1	138	Luis Cordero	6,3	Saucay-B2	4,16	T081-Terciario	2,39
Cuenca 2	69	Lentag 1	22	Saucay-B3	4,16	T091-Terciario	2,39
Cañar 1	22	Lentag 2	69	Saucay	69	T122-Terciario	2,39
Cañar 2	69	Limón 1	13,8	Saymirín	69	T123-Terciario	2,39
Centenario 1	22	Limón 2	138	Saymirín-B1	2,4	T141-Terciario	4,28
Centenario 2	6,3	Macas 1	22	Saymirín-B2	2,4	T142-Terciario	4,28



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Corpanche	69	Macas 2	6,3	Saymirín-B3	2,4	T181-Terciario	4,28
Descanso 1	22	Macas-69	69	Saymirín-22kV	22	T182-Terciario	4,28
Descanso 2	6,3	Monay 1	22	Secc-1	22	Terminal (1)	13,8
Descanso 3	69	Monay 2	69	Secc-2	22	Turi 1	22
Empresa Eléctrica Azogues 1	22	Méndez 1	13,8	T021-Terciario	2,87	Turi 2	69
Empresa Eléctrica Azogues 2	69	Méndez 2	138	T022-Terciario	2,87	Verdillo 1	22
Erco	69	Ocaña 1	13,8	T034-Terciario	10	Verdillo 2	69
Gualaceo	138	Ocaña 2	69	T035-Terciario	4,2	Verdillo 3	69

Tabla 3.2. Características de las barras que conforman el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.

Fuente: CENTROSUR.

- **Transformadores de dos devanados:**

			Sn	HV	LV	Uk	Pcu	Io
DESCRIPCIÓN	BARRA i	BARRA j	MVA	KV	KV	%	kW	%
Transformador Abanico	Abanico G-69kV	Hidro Abanico 4,16kV a	18	69	4,16	10,19	106	0,55
Transformador Abanico b	Abanico G-69	Hidro Abanico 4,16kV b	27	69	4,16	12	118	0,22
Transformador Ocaña 1	Ocaña-69kV	Ocaña-13,8kV	15	69	13,8	8,5	40	0,22
Transformador Ocaña 2	Ocaña-69kV	Ocaña-13,8kV	15	69	13,8	8,5	40	0,22
T011	Luis Cordero-22kV	Luis Cordero-6,3kV	10	22	6,3	5,92	30	0,22
T012	Luis Cordero-22kV	Luis Cordero-6,3kV	5	22	6,3	5,84	20	0,22
T101	Saymirín-22kV	Saymirín-B1 2.4kV	2,45	22	2,4	6,62	12,25	0,22



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

T102	Saymirin-22kV	Saymirín-B1 2,4kV	2,45	22	2,4	6,66	12,25	0,22
T103	Saymirin-22kV	Saymirín-B2 2,4kV	1,6	22	2,4	5,51	6,4	0,22
T104	Saymirin-22kV	Saymirín-B2 2,4KV	1,6	22	2,4	5,51	6,4	0,22
T111	Saymirín-69kV	Saymirín-B3 2,4kV	10	69	2,4	9,01	40	0,22
T121	Descanso-22kV	Descanso-6,3kV	20	22	6,3	11,12	140	0,22
T151	Gualaceo-138kV	Gualaceo-22kV	16	138	22	7,02	50,48	0,2
T201	Saucay-69kV	Saucay-B1 4,16kV	10	69	4,16	8,85	40	0,22
T202	Saucay-69kV	Saucay-B2 4,16kV	10	69	4,16	8,87	40	0,22
T203	Saucay-69kV	Saucay-B3 4,16kV	10	69	4,16	8,87	40	0,22
T211	Macas-69kV	Macas-22kV	12,5	69	22	7,44	33,63	0,23
T212	Macas-69kV	Macas-6,3kV	5	69	13,8	6,5	5	0,22
T221	Méndez-138kV	Méndez-13,8kV	6,66	138	13,8	6,97	50,48	0,19
T231°	Limón-138kV	Limón-13,8kV	6,66	138	13,8	6,97	50,48	0,19
Transformador Empresa Eléctrica Azogues	Empresa Eléctrica Azogues -69kV	Empresa Eléctrica Azogues -22kV	12,5	69	22	7,44	33,63	0,23
Transofrmador Hidro Abanico	Hidro Abanico- 138kV	Hidro Abanico- 69kV	48	138	69	6,72	64,5	0

Tabla 3.3. Características de los transformadores de dos devanados que conforman el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.

Fuente: CENTROSUR.

- Transformadores de tres devanados:**

DESCRIPCIÓN	LADO TRAFO	BARRAS	Sn	Un	Uk	Pcu	Io
			MVA	kV	%	kW	%
Transformador	Primario	Cuenca-138kV	100	138	6,9	76,8	0,19



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Cuenca	Secundario	Cuenca-69kV	100	69	6,82	24,2	
	Terciario	Terminal(1)-13,8kV	27	13,8	9,27	15,2	
T021	Primario	Centenario-22kV	10	23	5,9	30	0,5
	Secundario	Centenario-6,3kV	10	6,3	4,14	4,2	
	Terciario	T021-Terciario 2,87kV	3,33	2,87	17,52	5	
T022	Primario	Centenario-22kV	6	23	5,9	23,72	0,5
	Secundario	Centenario-6,3kV	6	6,3	4,14	3,84	
	Terciario	T022-Terciario 2,87kV	2	2,87	17,52	4,65	
T034	Primario	Monay-69kV	16	69	9	60	0,5
	Secundario	Monay-22kV	16	22	3,52	12	
	Terciario	T034-Terciario 10kV	5,3	10	8,84	14	
T035	Primario	Monay-69kV	24	69	8,1	71,39	0,9
	Secundario	Monay-22kV	24	22	1,05	11,4	
	Terciario	T035-Terciario 10kV	8	10	4,45	13,51	
T041 24 MVA	Primario	Parque Industrial-69kV	24	69	8,1	71,39	0,9
	Secundario	Parque Industrial-22kV	24	22	1,05	11,4	
	Terciario	T041-Terciario 10kV	8	10	4,45	13,51	
T042	Primario	Parque Industrial-69kV	24	69	8,1	71,39	0,9
	Secundario	Parque Industrial-22kV	24	22	1,05	11,4	
	Terciario	T042-Terciario 10kV	8	10	4,45	13,51	
T051 24 MVA	Primario	Arenal-69kV	24	69	8,2	55,18	0,11
	Secundario	Arenal-22kV	24	22	1,05	8,3	
	Terciario	T051-Terciario 10kV	8	10	4,45	9,84	
T052 10 MVA	Primario	Arenal-69kV	10	69	9	55,18	0,11
	Secundario	Arenal-22kV	10	22	1,05	8,3	
	Terciario	T052-Terciario 10kV	3,33	10	4,45	9,84	
T071	Primario	Ricaurte-69kV	10	69	9	39,96	0,5
	Secundario	Ricaurte-22kV	10	22	1,05	6,54	
	Terciario	T071-Terciario 2,39kV	3,33	2,39	4,45	7,75	
T072	Primario	Ricaurte-69kV	24	69	8,91	39,96	0,5
	Secundario	Ricaurte-22kV	24	22	1,05	6,54	
	Terciario	T072-Terciario 2,39kV	8	2,39	4,45	7,75	
T081	Primario	Turi-69kV	10	69	9	39,97	0,5
	Secundario	Turi-22kV	10	22	1,05	6,54	
	Terciario	T081-Terciario 2,39kV	3,33	2,39	4,45	7,75	
T091	Primario	Azogues-69kV- A	10	69	9	39,96	0,5



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

	Secundario	Azogues-22kV	10	22	1,05	6,54	
	Terciario	T091-Terciario 2,39kV	3,33	2,39	4,45	7,75	
T122	Primario	Descanso-69kV	10	69	9	39,96	0,5
	Secundario	Descanso-22kV	10	22	1,44	6,54	
	Terciario	T122-Terciario 2,39kV	3,33	2,39	3,94	7,75	
T123	Primario	Descanso-69kV	10	69	9	39,96	0,5
	Secundario	Descanso-22kV	10	22	1,44	6,59	
	Terciario	T123-Terciario 2,39kV	3,33	2,39	3,94	7,75	
T141	Primario	Lentag-69kV	10	69	9	39,96	0,5
	Secundario	Lentag-22kV	10	22	1,44	6,59	
	Terciario	T141-Terciario 4,28kV	3,33	4,28	3,94	7,75	
T142	Primario	Lentag-69kV	10	69	9	39,96	0,5
	Secundario	Lentag-22kV	10	22	1,44	6,59	
	Terciario	T142-Terciario 4,28kV	3,33	4,28	3,94	7,75	
T181	Primario	Cañar-69kV	10	69	9	39,96	0,5
	Secundario	Cañar-22kV	10	22	1,44	6,59	
	Terciario	T181-Terciario 4,28kV	3,3	4,28	3,94	7,75	
T182	Primario	Cañar-69kV	10	69	9	39,96	0,5
	Secundario	Cañar-22kV	10	22	1,44	6,59	
	Terciario	T182-Terciario 4,28kV	3,33	4,28	3,94	7,75	

Tabla 3.4. Características de los transformadores de tres devanados que conforman el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.

FUENTE: CENTROSUR.

3.4.1 INYECCIÓN DE POTENCIA EN EL ANILLO DE SUBTRANSMISIÓN DE LA CENTROSUR.

El anillo de subtransmisión es alimentado por medio de 7 fuentes de suministro, que pertenecen respectivamente a ELECAUSTRO S.A, a HIDROABANICO S.A y a las interconexiones que se tiene con el SNI. A continuación se describe brevemente cada una estas fuentes de suministro.

Centrales pertenecientes a ELECAUSTRO S.A:

- **Central Hidroeléctrica Saucay.**

Se encuentra ubicada a 24 Km al noroeste de la ciudad de Cuenca. Consta de 4 unidades que fueron implementadas en dos etapas. La primera etapa construida en el año de 1978 tiene dos unidades tipo Pelton de 4 MW cada una, con una tensión de generación de 4,16 kV. Los terminales de ambas unidades se conectan en una barra común, para luego mediante un transformador único elevar su tensión a un nivel de 69 kV.



La segunda etapa fue construida en el año de 1982 y tiene dos unidades tipo Pelton de 8 MW cada una, la tensión de generación es de 4,16 kV. Cada unidad posee un transformador de potencia que eleva su tensión a 69 kV.

En la barra de 69 kV de la S/E 20 están conectados los terminales de alta tensión del transformador de la fase 1 y de los dos transformadores de la fase 2. La potencia inyectada al anillo se lo realiza a través de la línea Parque Industrial (04) - Saucay (20).

En caso de que esta línea se encuentre en mantenimiento o se produzca alguna falla, la central puede evacuar la potencia a través de la línea S/E 19 – S/E 20.

- **Central Hidroeléctrica Saymirín.**

La central consta de 4 fases implementadas de la siguiente manera: La fase I posee dos unidades de 1,25 MW cada una, la fase II cuenta con dos unidades de 1,95 MW cada una. Las fases III y IV poseen una unidad de 4 MW respectivamente cada una.

Los terminales de generación de las dos unidades de la fase I se conectan en una barra común y mediante un transformador, su tensión es elevada de 2,4 kV a 22 kV. De igual manera los terminales de generación de las dos unidades de la fase II se conectan en una barra común y mediante un transformador su tensión es elevada de 2,4 kV a 22 kV.

En la barra de 22 kV de la S/E 10 se unen los terminales de alta tensión de los dos transformadores de la fase I y II, y se evacúa la potencia hacia el anillo de subtransmisión por medio de la línea Verdillo (06) - Saymirín (10).

Los terminales de generación de las unidades de las fases III y IV se conectan en una barra común y mediante un único transformador de potencia la tensión es elevada de 2,4 kV a 69 kV. En la barra de 69 kV de la S/E 11 están conectados los terminales de alta tensión de este transformador. Se evacúa la potencia por medio de la línea S/E 19 – S/E 11.

- **Central Hidroeléctrica Ocaña.**

La central comenzó su operación comercial en el año 2012, está ubicada en el recinto Javín de la parroquia San Antonio, cantón Cañar de la provincia de Cañar. Costa de dos unidades tipo Pelton de eje vertical con una potencia de 13 MW cada una. La tensión en terminales de generación de cada unidad es de 13,8 kV.



Los terminales de generación de las dos unidades se conectan en una barra común, en la cual también están conectados los terminales de baja tensión de dos transformadores de potencia que se encuentran trabajando en paralelo y que elevan la tensión de 1,8 kV a 69 kV. Los terminales de alta tensión de estos transformadores se conectan en la barra de 69 kV de la subestación de la central.

La potencia inyectada al anillo de la CENTROSUR se la realiza por medio de la línea Ocaña – Cañar.

- **Central Térmica El Descanso.**

La central está ubicada a 15 Km al nororiente de la ciudad de Cuenca. Fue instalada en el año de 1983 y consta de cuatro unidades de combustión interna de iguales características que generan actualmente una potencia de 4,3 MW cada una. La tensión en terminales de generación de cada unidad es de 6,3 kV.

Los terminales de generación de las cuatro unidades se conectan en una barra común y por medio de un único transformador su tensión es elevada de 6,3 kV a 22 kV. En la barra de 22 kV de la S/E 12 se encuentra conectado los terminales de alta tensión de este transformador y también los alimentadores 1221, 1222 y 1223; adicionalmente se encuentran conectados dos transformadores que operan en paralelo y que elevan la tensión de 22 kV a 69 kV.

La central evacúa la potencia a una tensión de 69 kV por medio de las líneas Ricaurte (07) - El Descanso (12) y la línea Descanso-Azogues.

Central perteneciente a HIDROABANICO S.A:

- **Proyecto Hidroeléctrico Abanico.**

Se encuentra ubicado en la región sur oriental del Ecuador al noroeste de la ciudad de Macas en el cantón Morona, de la provincia de Morona Santiago. Consta de dos etapas, la primera posee dos unidades de 8,5 MVA cada una y la segunda tres unidades de 8,5 MVA cada una. Todas las unidades son de tipo Pelton y la tensión de generación es de 4,16 kV.

Los terminales de generación de las dos unidades de la primera etapa se conectan en una barra común y mediante un transformador de potencia su tensión es elevada de 4,16 kV a 69 kV. De igual manera los terminales de generación de las tres unidades de la segunda etapa se conectan en una barra común y mediante un transformador su tensión es elevada de 4,16 kV a 69 kV.



En la barra de 69 kV de la subestación Hidroabanico se conectan los terminales de alta tensión de los transformadores de las dos etapas y mediante la línea Hidroabanico - Macas se evacua la potencia hasta la S/E HIDROABANICO No.2 en la ciudad de Macas, en donde se interconecta con el SNI.

Conexiones con el SNI:

- **Subestación Cuenca.**

La subestación se encuentra localizada en el sector de Rayoloma en la periferia de la ciudad de Cuenca. La subestación es alimentada por dos líneas de 67,1 Km de longitud que parten desde la subestación Molino a un nivel de tensión de 138 kV.

En la barra de 138 kV de la subestación Cuenca se conectan las dos líneas que llegan desde la subestación Molino (Molino 1 y Molino 2), dos líneas más que salen hacia Loja (Loja 1 y Loja 2), y el patio de autotransformadores de 138 kV/69 kV /13,8 kV. La subestación inyecta potencia para la CENTROSUR a través de las conexiones Cuenca 1, Cuenca 2 y Limón que se encuentran conectadas en su barra de 69 kV.

- **Subestación Sinincay.**

La subestación se encuentra ubicada al noroeste de la ciudad de Cuenca en el sector de Ochoa León. Es alimentada por una línea que conforma el sistema de transmisión Zhoray - Sinincay de 52 Km de longitud y que parte desde la subestación Zhoray ubicada en la provincia de Cañar, a un nivel de tensión de 230 kV. En la subestación se realiza la transformación de tensión al nivel de 69 kV, para inyectar potencia en el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.

La subestación evacua la potencia a través de cinco líneas de distribución, de las cuales cuatro inyectan potencia en la ciudad de Cuenca y una en la ciudad de Azogues.

En la figura 3.4 se pueden observar todas las fuentes de inyección de potencia que alimentan las redes pertenecientes a la CENTROSUR.

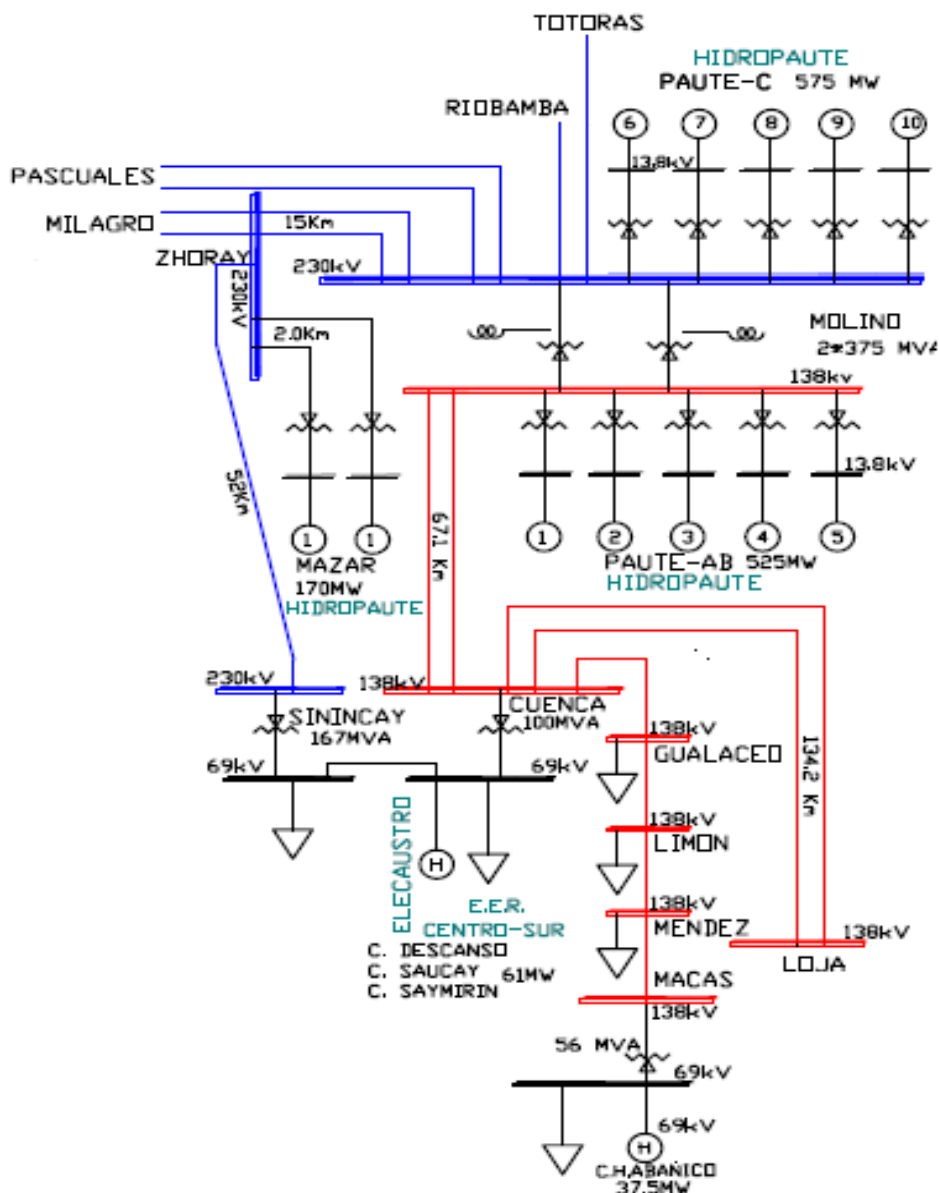


Figura 3.4. Fuentes que inyectan potencia en el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR.

Fuente: Diagrama unifilar – Sistema Nacional interconectado del Ecuador a Diciembre de 2012. (CENACE).

3.5 ESCENARIOS PARA EL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA.

Es necesario que los escenarios a definir para el estudio de flujos de potencia sean aquellos que permitan simular las condiciones de operación más exigentes. De tal manera, que los resultados que se obtengan proporcionen una clara idea del comportamiento del sistema y a su vez permitan observar las falencias existentes, con el objetivo que se pueda sugerir acciones correctivas.

Las condiciones extremas para un estudio de flujo de potencia están definidas por la demanda exigida por la carga y por cambios en la topología de la red.



Por lo tanto se plantean tres escenarios, cuyas características se describen a continuación:

El primer escenario corresponde a un estado de operación de demanda máxima, debido a que es el estado en el cual más exigencia se requiere del sistema, porque puede causar sobrecargas en los elementos y defectos tanto en las magnitudes y ángulos de las tensiones en las barras de las subestaciones.

El segundo escenario a considerar corresponde a un estado de operación de demanda mínima. En este escenario se descartan problemas de sobrecargas de los elementos, pero sin embargo, aún se deben considerar defectos en las magnitudes y ángulos de las tensiones en las barras de las subestaciones.

El tercer escenario corresponde a un estado de operación en el cual la línea Parque Industrial (04)-Saucay (20) se encuentre en mantenimiento, o se produzca alguna falla en ella. En este caso, la topología de la red cambia debido a que esta línea es desconectada y la central Saucay evacúa la potencia generada por medio de la línea Corpanche (19)-Saucay (20).

El tercer escenario será analizado para un caso de demanda máxima, debido a que esta característica de la carga, es la que impone mayores exigencias para el sistema. Por lo tanto los casos definidos para realizar el estudio de flujos de potencia son:

1. Demanda máxima. (Topología de la red correspondiente a los diagramas del Anexo C1 y Anexo C2).
2. Demanda mínima. (Topología de la red correspondiente a los diagramas del Anexo C1 y Anexo C2).
3. Demanda máxima, cuando la central Saucay evacúa la potencia generada por medio de la línea Saucay (20)-Corpanche (19). (Topología de la red correspondiente a los diagramas del Anexo C3 y Anexo C4).

Al realizar este estudio para los casos definidos anteriormente, y luego de observar, analizar y corregir los posibles defectos en el sistema; cuando se presenten otros escenarios de demandas que fluctúen entre los casos de demanda máxima y mínima, se asegura una correcta respuesta por parte del sistema.

Para entender el efecto en el sistema que involucra el ingreso de la fase V en lugar de las fases I y II, de la central Saymirín, es necesario realizar una comparación entre los resultados obtenidos de los estudios de flujos de potencia del sistema actual con los resultados luego de la integración de Saymirín V.



3.5.1 PRIORIDAD DE DESPACHO DE LAS UNIDADES DE LAS CENTRALES QUE PERTENECEN A ELECAUSTRO.

El despacho de las unidades de las centrales hidráulicas y térmicas pertenecientes a ELECAUSTRO proyectadas para el año 2014 es determinado en base a un estudio realizado por su departamento de planificación.

En este estudio se estableció la prioridad de despacho de las unidades de cada una de las centrales, en función a la eficiencia de las máquinas, al costo de producción, a la antigüedad de los equipos y a la disponibilidad del agua y del combustible, respectivamente. Los resultados de este estudio se describen a continuación:

Central Hidroeléctrica Saucay:

PRIORIDAD DE DESPACHO	POTENCIA DE LA UNIDAD
1	8 MW
2	8 MW
3	4 MW
4	4 MW

Tabla 3.5. Prioridad de despacho de las unidades de la central Saucay.

Fuente: ELECAUSTRO.

Central Hidroeléctrica Saymirín:

PRIORIDAD DE DESPACHO	POTENCIA DE LA UNIDAD
1	4 MW
2	4 MW
3	1,95 MW
4	1,95 MW
5	1,25 MW
6	1,25 MW

Tabla 3.6. Prioridad de despacho actual de unidades de la central Saymirín.

Fuente: ELECAUSTRO.

Con el ingreso de la fase V, en lugar de las fases I y II de la central, la prioridad de despacho queda establecida de la siguiente manera:



PRIORIDAD DE DESPACHO	POTENCIA DE LA UNIDAD
1	3,7 MW
2	3,7 MW
3	4 MW
4	4 MW

Tabla 3.7. Prioridad de despacho con el ingreso de la fase V de la central Saymirín.

Fuente: ELECAUSTRO.

Central Hidroeléctrica Ocaña:

Esta central a filo de río tiene dos unidades de 13 MW de iguales características y un reservorio de regulación horario, las máquinas se operan con el fin de que en la hora pico trabajen a potencia máxima independientemente de la temporada de invierno o de estiaje. La potencia generada el resto del día depende del caudal de agua que se disponga en el río Cañar.

Central El Descanso:

Esta central térmica cuenta con cuatro unidades de 4,3 MW de iguales características. El despacho que se realiza para la central depende de la disponibilidad de sus unidades y de la potencia solicitada por el CENACE a ser inyectada en el sistema. Se debe considerar que la potencia mínima a la cual pueden ser despachadas estas unidades es de 3,6 MW.

3.6 DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA DE LOS ALIMENTADORES DE LA CENTROSUR.

Depende de las demandas de los alimentadores las condiciones en las cuales trabaja el sistema, debido a que la generación en todo momento intenta balancearse con la demanda; y en función de ésta, producirá las caídas de tensión, pérdidas técnicas en el sistema, perfiles de tensión en las barras de las subestaciones, sobrecarga de elementos, etc.

Para el estudio de flujos de potencia es necesario contar con las demandas proyectadas en los Alimentadores de la CENTROSUR para el año 2014, debido a que en este año está planificado que Saymirín V comience su operación comercial.

La demanda máxima se la considera a las 19h00, mientras que la demanda mínima se considera a las 02h00. Las demandas mínimas y máximas



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

proyectadas para el 2014 fueron entregadas por parte del área de planificación de la CENTROSUR y se encuentran tabuladas en las tablas 3.8 y 3.9, respectivamente.

ALIMENTADOR	DEMANDA MÍNIMA		ALIMENTADOR	DEMANDA MÍNIMA	
	MW	MVAR		MW	MVAR
0101	0,71	0	0722	4,7	1,15
0102	0,62	0	0723	2,4	0,76
0103	0,31	-0,16	0821	1,8	0,17
0104	0,95	0,1	0822	1,8	0,17
0201	0,54	0,16	0823	2,4	0,22
0202	0,85	0,04	0921	1,5	0,15
0203	0,61	0,12	1221	1,32	-0,32
0204	0,85	0,06	1222	2,28	0,31
0205	0,78	-0,02	1223	----	----
0321	2,91	0,38	1421	1,21	0,44
0322	1,46	0,09	1422	1,02	-0,17
0323	1,42	0,13	1423	1,24	-0,04
0324	1,72	0,12	1521	1,84	0,04
0325	1,96	0,25	1522	1,58	0,09
0421	2,88	0,45	1523	1,39	-0,03
0422	2,02	0,08	1821	0,76	-0,21
0423	1,89	0,31	1822	1,06	-0,15
0424	2,4	-1,58	1823	0,93	-0,29
0425	7,15	2,72	1824	0,93	0,2
0426	5,68	1,47	Empresa Eléctrica Azogues	12,88	2,7
0521	2,15	0,08	Erco	0	0
0522	1,61	0	Guapán	0	0
0523	6,03	0,69	Limón	0,67	0,28
0524	2,44	0,24	Macas 13,8kV	1,53	0,7
0525	1,9	0,3	Macas 22kV	2,3	1,05
0526	3,36	0,16	Méndez	1,39	0,33
0721	1,28	0,43			

Tabla 3.8. Demandas mínimas de los alimentadores de la CENTROSUR para el año 2014.

Fuente: CENTROSUR.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ALIMENTADOR	DEMANDA MÁXIMA		ALIMENTADOR	DEMANDA MÁXIMA	
	MW	MVAR		MW	MVAR
101	1,43	0,11	722	4,93	0,88
102	1,1	0,06	723	3,8	0,93
103	0,74	-0,1	821	3,41	0,37
104	1,94	0,19	822	3,41	0,37
201	0,96	0,19	823	4,54	0,49
202	1,41	0,13	921	2,91	0,36
203	1,24	0,16	1221	2,31	-0,18
204	1,58	0,28	1222	3,44	0,61
205	1,26	-0,01	1223	----	----
321	5,57	0,53	1421	2,46	0,6
322	3,25	0,29	1422	2,13	-0,1
323	2,92	0,34	1423	2,14	0,03
324	3,18	0,23	1521	4,24	0,37
325	3,84	0,38	1522	3,21	0,14
421	2,54	0,39	1523	2,49	0,07
422	3,28	0,27	1821	1,78	-0,2
423	4,67	0,38	1822	2,14	-0,14
424	4,37	-2,95	1823	1,98	-0,16
425	7,26	2,75	1824	2,07	0,25
426	4,91	0,92	Empresa Eléctrica Azogues	18,14	4,03
521	4,22	0,39	Erco	0	0
522	3,06	0,08	Guapán	0	0
523	9,66	0,67	Limón	1,23	0,31
524	4,07	0,38	Macas 13,8kV	2,78	0,96
525	4,02	0,4	Macas 22kV	4,18	1,45
526	6,39	0,37	Méndez	2,63	0,51
721	2,58	0,48			

Tabla 3.9. Demandas máximas de los alimentadores de la CENTROSUR para el año 2014.

Fuente: CENTROSUR.

Los alimentadores se encuentran distribuidos en las distintas subestaciones de la CENTROSUR conforme a la tabla 3.10.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SUBESTACIÓN	ALIMENTADORES	SUBESTACIÓN	ALIMENTADORES
S/E 01 LUIS CORDERO 6,3 kV	0101	S/E 07 RICAURTE 22 kV	0721
	0102		0722
	0103		0723
	0104	S/E 08 TURI 22 kV	0821
S/E 02 CENTENARIO 22 kV	0201		0822
	0202		0823
	0203	S/E 09 AZOGUES 22 kV	0921
	0204	S/E 12 DESCANSO 22 kV	1221
	0205		1222
S/E 03 MONAY 22 kV	0321		1223
	0322	S/E 14 LENTAG 22 kV	1421
	0323		1422
	0324		1423
	0325	S/E 15 GUALACEO 22 kV	1521
S/E 04 PARQUE INDUSTRIAL 22 kV	0421		1522
	0422		1523
	0423	S/E 18 CAÑAR 22 kV	1821
	0424		1822
	0425		1823
	0426		1824
S/E 05 ARENAL 22 kV	0521	S/E 04 PARQUE INDUSTRIAL 69 kV	Empresa Eléctrica Azogues
	0522	EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES 22 kV	Erco
	0523	EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES GUAPÁN 69 kV	Guapán
	0524	S/E 23 LIMÓN 13,8 kV	Limón
	0525		
	0526	S/E 21 MACAS	Macas 13,8 kV Macas 22 kV
		S/E 22 MÉNDEZ 13,8 kV	Méndez

Tabla 3.10. Distribución de los alimentadores en las subestaciones de la CENTROSUR.

Fuente: CENTROSUR.



3.7 DESPACHO DE LOS GENERADORES DE LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO.

Se considera únicamente el despacho en las unidades de las centrales de ELECAUSTRO en el escenario de máxima y mínima demanda para los estudios de flujos de potencia.

Las barras donde se interconecta el anillo de la CENTROSUR con el SNI, son consideradas como barras de referencia, por lo tanto la potencia de aporte al sistema en estas barras, dependerá de la potencia necesaria requerida para satisfacer toda la demanda de la CENTROSUR según corresponda el escenario a analizar.

El despacho de las unidades de la central perteneciente a HIDROABANICO no se considera, debido a que la gran distancia en relación a la inyección de potencia por parte de las conexiones con el SNI, no causa efectos en las magnitudes y ángulos de las tensiones donde influye directamente el ingreso de Saymirín V y peor aún sobrecarga de estos elementos.

Los despachos proyectados para el año 2014 de cada una de los generadores fueron entregados por parte del área de planificación de ELECAUSTRO y se detallan a continuación.

Demanda máxima – sistema actual:

CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA NOMINAL		GENERACIÓN DE LA CENTRAL	
		MW	MVAR	MW	MVAR
DESCANSO	Desc-U1	4,3	1,05	17,2	4,2
	Desc-U2	4,3	1,05		
	Desc-U3	4,3	1,05		
	Desc-U4	4,3	1,05		
OCAÑA	Ocaña 1	13	-5,76	26	-2,76
	Ocaña 2	13	3		
SAUCAY	Sau-U1	4	2,2	24	13
	Sau-U2	4	2,2		
	Sau-U3	8	4,3		
	Sau-U4	8	4,3		
SAYMIRÍN	Say-U1	1,25	0,45	14,4	6,5
	Say-U2	1,25	0,45		
	Say-U3	1,95	0,6		
	Say-U4	1,95	0,6		



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

	Say-U5	4	2,2		
	Say-U6	4	2,2		
			TOTAL	81,6	20,94

Tabla 3.11. Despacho de los generadores de ELECAUSTRO – Demanda Máxima (Sistema Actual).

Fuente: ELECAUSTRO.

Demanda máxima – Ingreso Saymirín V:

CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA NOMINAL		GENERACIÓN DE LA CENTRAL	
		MW	MVAR	MW	MVAR
DESCANSO	Desc-U1	4,3	1,05	17,2	4,2
	Desc-U2	4,3	1,05		
	Desc-U3	4,3	1,05		
	Desc-U4	4,3	1,05		
OCAÑA	Ocaña 1	13	-5,76	26	-2,76
	Ocaña 2	13	3		
SAUCAY	Sau-U1	4	2,2	24	13
	Sau-U2	4	2,2		
	Sau-U3	8	4,3		
	Sau-U4	8	4,3		
SAYMIRÍN	Say-U5	4	2,2	15,4	7,6
	Say-U6	4	2,2		
	Say-U7	3,7	1,6		
	Say-U8	3,7	1,6		
		TOTAL		82,6	22,04

Tabla 3.12. Despacho de los generadores de ELECAUSTRO – Demanda Máxima (Ingreso Saymirín V).

Fuente: ELECAUSTRO.

Demanda mínima – sistema actual:

CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA NOMINAL		GENERACIÓN DE LA CENTRAL	
		MW	MVAR	MW	MVAR
DESCANSO	Desc-U1	0	0	0	0
	Desc-U2	0	0		
	Desc-U3	0	0		
	Desc-U4	0	0		



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

OCAÑA	Ocaña 1	11	3	22	-1,5
	Ocaña 2	11	-4,5		
SAUCAY	Sau-U1	3	1,37	19	6,85
	Sau-U2	0	0		
	Sau-U3	8	2,74		
	Sau-U4	8	2,74		
SAYMIRÍN	Say-U1	0,8	0,15	10,4	3,7
	Say-U2	0,8	0,15		
	Say-U3	1,3	0,5		
	Say-U4	1,3	0,5		
	Say-U5	3,1	1,2		
	Say-U6	3,1	1,2		
TOTAL				51,4	9,05

Tabla 3.13. Despacho de los generadores de ELECAUSTRO – Demanda Mínima (Sistema Actual).

Fuente: ELECAUSTRO.

Demanda mínima – Ingreso Saymirín V:

		POTENCIA NOMINAL		GENERACIÓN DE LA CENTRAL	
CENTRAL	UNIDAD	MW	MVAR	MW	MVAR
DESCANSO	Desc-U1	0	0	0	0
	Desc-U2	0	0		
	Desc-U3	0	0		
	Desc-U4	0	0		
OCAÑA	Ocaña 1	11	3	22	-1,5
	Ocaña 2	11	-4,5		
SAUCAY	Sau-U1	3	1,37	19	6,85
	Sau-U2	0	0		
	Sau-U3	8	2,74		
	Sau-U4	8	2,74		
SAYMIRÍN	Say-U5	3,1	1,2	13,6	5
	Say-U6	3,1	1,2		
	Say-U7	3,7	1,3		
	Say-U8	3,7	1,3		
TOTAL				54,6	10,35

Tabla 3.14. Despacho de los generadores de ELECAUSTRO – Demanda Mínima (Ingreso Saymirín V).

Fuente: ELECAUSTRO.



3.8 DIgSILENT POWER FACTORY PARA FLUJOS DE POTENCIA.

Los estudios de flujos de potencia utilizan los modelos eléctricos descritos en el capítulo 2, los cuales corresponden al anillo de subtransmisión que pertenece a la CENTROSUR. Debido a la complejidad que presenta este sistema, resulta muy complicado resolver las ecuaciones no lineales que deben ser solucionadas utilizando los métodos iterativos antes descritos.

DIgSILENT Power Factory es una herramienta computacional muy robusta y de fácil manejo, cuenta con una interfaz amigable para el usuario, realiza a gran velocidad los procesos de cálculo y el método de solución que utiliza garantiza la convergencia de los resultados.

A través del módulo de flujos de potencia, el software permite el modelamiento de sistemas muy complejos que están conformados por un gran número de elementos y el análisis de su respuesta en estado estable para todas las posibles condiciones de operación.

Utilizando el módulo de flujos de potencia es posible analizar sistemas de subtransmisión, de distribución, de generación distribuida, sistemas industriales y sistemas que integren generación eólica. El software utiliza el método de Newton-Raphson para analizar sistemas trifásicos en estado balanceado y desbalanceado; y el método de flujos DC en caso de que la variable de interés sea únicamente el flujo de potencia activa.

Cuando se requiere hacer un estudio de flujos de un sistema de transmisión es necesario introducir un modelo unifilar debido a que el sistema se encuentra balanceado en sus tres fases, mientras que cuando se requiere encontrar los flujos en un sistema de distribución es necesario ingresar un esquema trifásico completo de la red, debido al desbalance que presentan sus fases.

El software permite analizar al sistema bajo una gran cantidad de condiciones y elementos especiales, tales como: límites de generación de potencia reactiva y de corriente en el estator de los generadores, transformadores con cambio automático de tomas, cargas que dependan de la tensión, compensadores inductivos y capacitivos, salidas de circuitos, indisponibilidad de elementos control primario y secundario de potencia, motores, autotransformadores, etc.

El software brinda la posibilidad de crear los escenarios necesarios para el análisis del sistema, sin tener que volver a ingresar todos los elementos, sino que únicamente copiando el original y editándolo, de esta manera se crean los casos de estudio específicos requeridos. Esta característica es muy útil para crear los escenarios bajo los cuales se realizan las corridas de flujos con el ingreso de Saymirín V.



Cuando se tiene creado y organizado el proyecto, es decir ingresado todos los datos del sistema, como parámetros de los elementos y topología de la red, se puede proceder a realizar el estudio. La ventana de dialogo en la cual se pueden configurar las diferentes características bajo las cuales se realizan los estudios de flujos de potencia se puede observar en la figura 3.5.

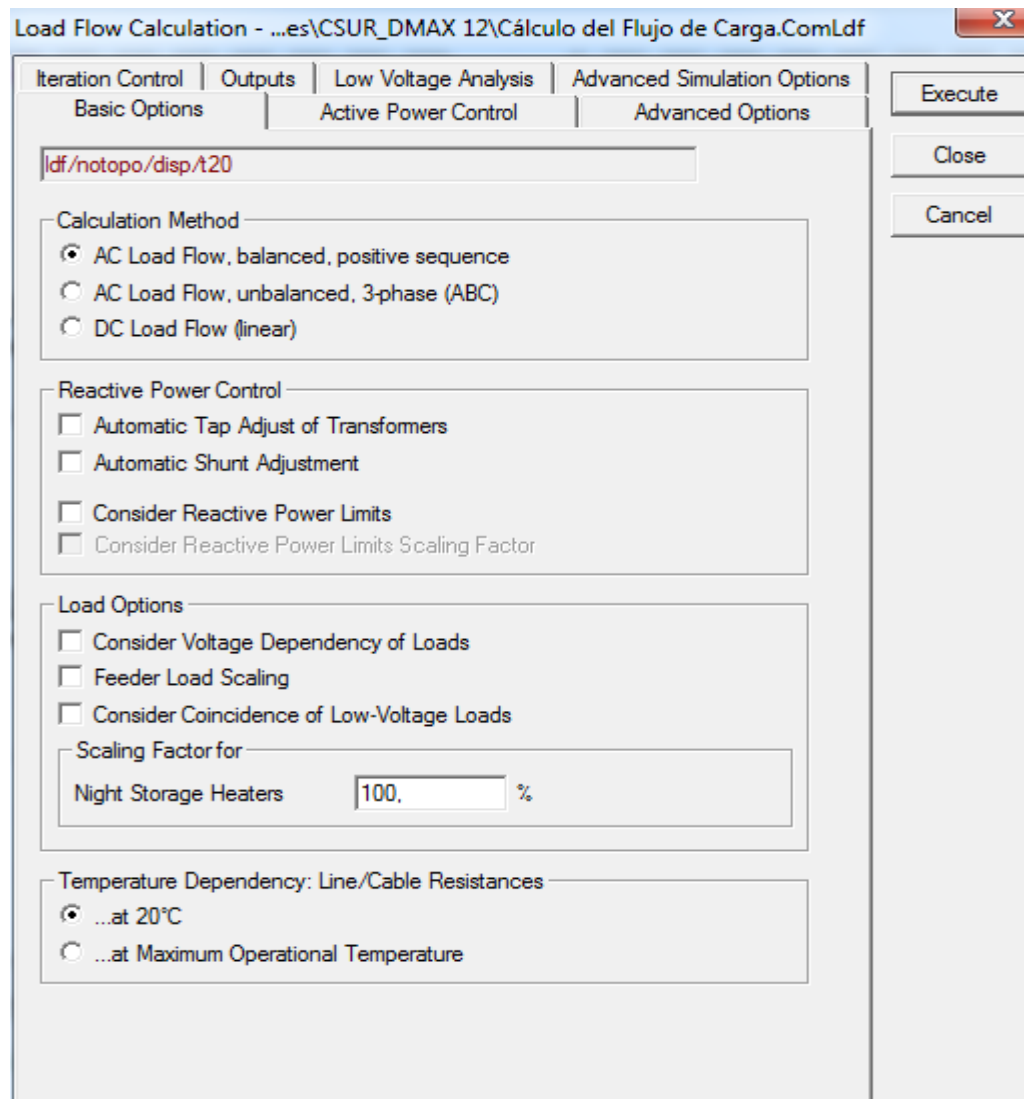


Figura 3.5. Ventana de dialogo para configurar las opciones para el estudio de flujos de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la figura 3.5 existen muchas opciones que pueden ser configuradas en función del tipo de simulación que se requiere realizar. Es importante tener una clara idea de las opciones a escoger, debido a que la activación de una u otra opción, puede provocar que los resultados no sean los esperados, y a su vez causar confusiones al tratar de entender y analizarlos.

Luego de configurar las características requeridas y proceder al estudio de flujos de potencia, el resultado obtenido del software está representado en un ejemplo de un sistema en la figura 3.6. En ésta figura se puede apreciar la manera en cómo se presentan los resultados del estudio de flujos de potencia.

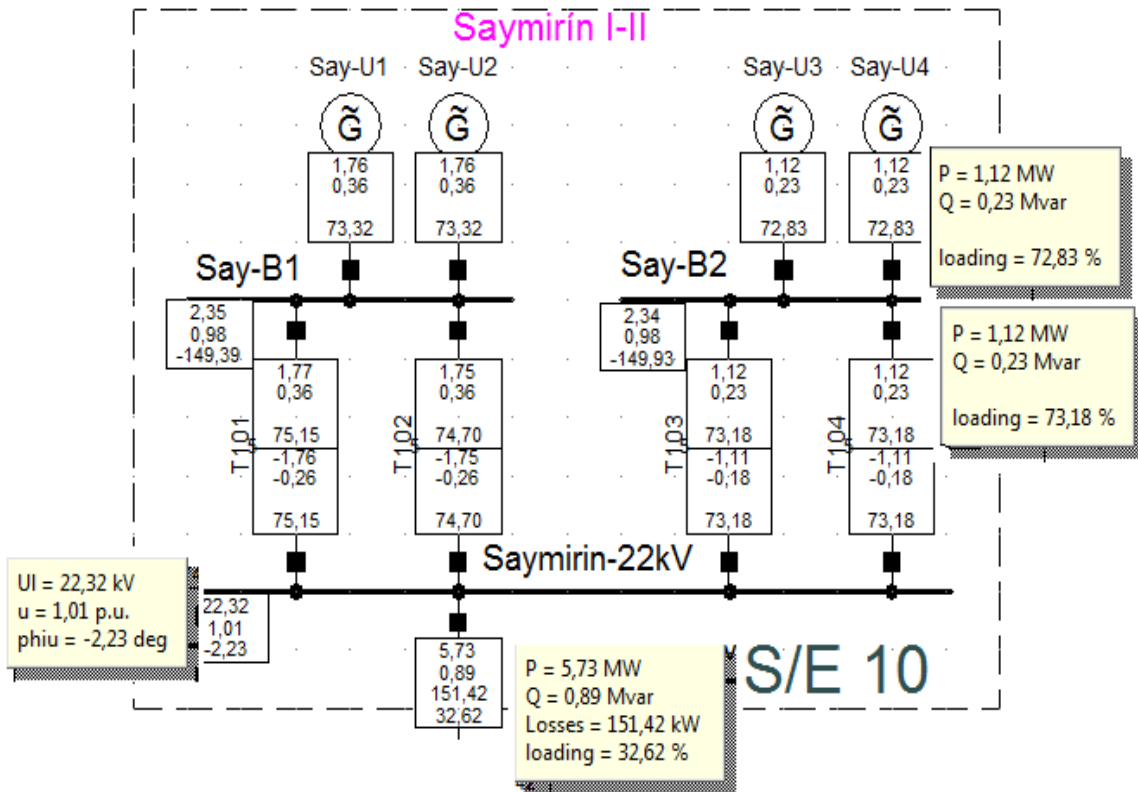


Figura 3.6. Ejemplo de resultados obtenidos del estudio de flujos de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

El resultado de las variables se puede apreciar de mejor manera al colocar el cursor sobre las cajas blancas de resultados, con lo cual aparece la descripción de las variables con sus valores en las cajas amarillas. En caso de requerir alguna variable adicional, se puede configurar las opciones del software para visualizar cualquier otra dentro de estas cajas de resultados.

Los resultados aparte de ser observados en el diagrama unifilar del sistema, se puede optar por observarlos también de una manera tabulada en la ventana de resultados o en el Data Manager del programa, y los cuales pueden exportarse, imprimirse o guardarse.

La interfaz de visualización de resultados permite reconocer rápidamente cuál de los elementos está violando las condiciones de operación normal previamente establecidas, de tal manera que resulta fácil tomar las decisiones



necesarias para intentar establecer una correcta operación de todos los elementos del sistema.

Con los resultados obtenidos de los estudios de flujos de potencia al someter al sistema a los diferentes escenarios de operación, se analiza el comportamiento de la red y se determina los elementos del sistema que se encuentran operando en condiciones anormales, en especial aquellos que se ven directamente involucrados cuando Saymirín V inyecte potencia a la red.

3.9 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA EN DlgSILENT POWER FACTORY.

Luego de definir los casos de estudio a realizar y configurar en el software las demandas máximas y mínimas de los alimentadores de la CENTROSUR, los despachos de los generadores y la topología de la red; los resultados obtenidos son analizados especialmente sobre aquellos elementos que se ven afectados directamente por el ingreso de Saymirín V.

Como se mencionó anteriormente, se realiza una comparación entre los resultados del sistema actual y cuando ingresa Saymirín V. De tal manera, que se pueda observar la influencia y los cambios en el sistema, al incrementar la generación por parte de las dos unidades de la fase V y al cambiar la topología de la red debido a la omisión de las fases I y II de la central Saymirín.

Los casos de estudio definidos anteriormente, nuevamente se listan a continuación:

1. Demanda máxima.
2. Demanda mínima.
3. Demanda máxima, cuando la central Saucay evacúa la potencia generada por medio de la línea Saucay (20)-Corpanche (19).

Los elementos que se ven directamente afectados por el ingreso de Saymirín V y por el cambio de topología de la red son:

Subestaciones: Subestación 10 (SAYMIRÍN), subestación 11 (SAYMIRÍN), subestación 6 (VERDILLO), subestación 19 (CORPANCHE), subestación 4 (PARQUE INDUSTRIAL) y subestación 7 (RICAURTE).

Generadores: SAY U1, SAY U2, SAY U3, SAY U4, SAY U5, SAY U6, SAY U7 y SAY U8.

Transformadores: T101, T102, T103, T104, T111, T SAY V y Transformador Servicios Auxiliares Fase V.



Líneas de transmisión: Saymirín (10)–Verdillo (06), Saymirín (11)–Corpanche (19), Corpanche (19)–Ricaurte (07), Saucay (20)–Parque Industrial (04) y Saucay (20)–Corpanche (19).

3.9.1 RESULTADOS CASO 1. Demanda máxima. (Topología de la red correspondiente a los diagramas de los Anexos C1 y C2).

En los Anexos C5 y C6 se observan los resultados para todo el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR de este caso de estudio. Los resultados de los elementos que se ven directamente afectados con el ingreso de Saymirín V se detallan en las siguientes tablas.

SISTEMA ACTUAL				
SUBESTACIONES	TENSIÓN NOMINAL	MAGNITUD	ÁNGULO	MAGNITUD
	kV	kV	grados	PU
Subestación 10 (SAYMIRÍN)	22	23,03	0,09	1,05
Subestación 11 (SAYMIRÍN)	69	69,66	0,53	1,01
Subestación 6 (VERDILLO)	22	22,10	-2,42	1,00
Subestación 19 (CORPANCHE)	69	69,60	0,48	1,01
Subestación 7 (RICAURTE)	69	69,19	0,13	1,00
INGRESO SAYMIRÍN V				
SUBESTACIONES	TENSIÓN NOMINAL	MAGNITUD	ÁNGULO	MAGNITUD
	kV	kV	grados	PU
Subestación 10 (SAYMIRÍN)	22	-----	-----	-----
Subestación 11 (SAYMIRÍN)	69	70,04	0,95	1,02
Subestación 6 (VERDILLO)	22	21,70	-3,99	0,99
Subestación 19 (CORPANCHE)	69	69,94	0,85	1,01
Subestación 7 (RICAURTE)	69	69,23	0,17	1,00

Tabla 3.15. Resultado SUBESTACIONES caso 1 – Estudio flujos de potencia.

Fuente: Elaboración propia.



Los niveles de tensión en todas las barras se encuentran dentro de sus límites de operación normal y son prácticamente los mismos tanto para el caso actual y para el ingreso de Saymirín V, con una pequeña variación, aunque dentro de los límites de operación permitidos tanto en la barra de la subestación 6 (Verdillo) y en la barra de la subestación 11 (Saymirín).

El nivel de tensión en la barra de la subestación 6 disminuye debido a que con el ingreso de Saymirín V, se elimina el aporte entre ésta barra y la barra de la subestación 10, en la cual están conectadas las fases I y II. Por el contrario, el nivel de tensión en la barra de la subestación 11 se incrementa debido a que recibe la inyección de potencia adicional por parte de las dos unidades de la fase V.

SISTEMA ACTUAL				
	GENERADORES	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	Cargabilidad
		MW	MVAR	%
SAYMIRÍN FASE I	SAY U1	1,25	0,45	88,57
	SAY U2	1,25	0,45	88,57
SAYMIRÍN FASE II	SAY U3	1,95	0,60	85,01
	SAY U4	1,95	0,60	85,01
SAYMIRÍN FASE III	SAY U5	4	2,20	91,30
SAYMIRÍN FASE IV	SAY U6	4	2,20	91,30
SAYMIRÍN FASE V	SAY U7	-----	-----	-----
	SAY U8	-----	-----	-----
INGRESO SAYMIRÍN V				
	GENERADORES	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	Cargabilidad
		MW	MVAR	%
SAYMIRÍN FASE I	SAY U1	-----	-----	-----
	SAY U2	-----	-----	-----
SAYMIRÍN FASE II	SAY U3	-----	-----	-----
	SAY U4	-----	-----	-----
SAYMIRÍN FASE III	SAY U5	4	2,20	91,30
SAYMIRÍN FASE IV	SAY U6	4	2,20	91,30
SAYMIRÍN FASE V	SAY U7	3,7	1,6	95,98
	SAY U8	3,7	1,6	95,98

Tabla 3.16. Resultado GENERADORES caso 1 – Estudio flujos de potencia.

Fuente: Elaboración propia.



Con el ingreso de las dos unidades de Saymirín V, denominadas SAY U7 y SAY U8, se reemplazan las unidades de las fases I y II denominadas SAY U1, SAY U2, SAY U3 y SAY U4. La generación actual de potencia activa de la central es de 14,4 MW, mientras que con el ingreso de la fase V se incrementa a 15,4 MW.

Todas las unidades se encuentran suministrando la máxima potencia activa, por lo cual la cargabilidad depende del nivel de potencia reactiva generado. Este nivel puede incrementarse en función de las necesidades de las cargas y de los niveles de tensión de las barras, por lo tanto al incrementar estos valores de MVAR dentro de los límites permitidos por la curva de capacidad de cada generador, también se ve incrementado su nivel de cargabilidad.

SISTEMA ACTUAL							
TRAFOS	LADO ALTA TENSIÓN		LADO BAJA TENSIÓN		PÉRDIDAS		Cargabilidad
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%
T101	1,25	0,45	1,25	0,40	0,01	0,05	53,81
T102	1,24	0,45	1,25	0,40	0,01	0,05	53,49
T103	1,95	0,60	1,94	0,51	0,01	0,09	74,82
T104	1,95	0,60	1,94	0,51	0,01	0,09	74,82
T111	8,40	4,40	7,97	3,94	0,03	0,46	70,62
TSAY V	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Auxiliar Fase V	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
INGRESO SAYMIRÍN V							
TRAFOS	LADO ALTA TENSION		LADO BAJA TENSION		PÉRDIDAS		Cargabilidad
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%
T101	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
T102	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
T103	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
T104	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

T111	8,00	4,40	7,97	3,94	0,03	0,46	70,25
TSAY V	7,30	3,15	7,26	2,65	0,04	0,50	88,47
Auxiliar Fase V	0,08	0,04	0,08	0,04	0,00	0,00	85,19

Tabla 3.17. Resultado TRANSFORMADORES caso 1 – Estudio flujos de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

Con el ingreso de Saymirín V, los transformadores T101, T102, T103 y T104 dejan de estar operativos, y en su lugar opera el transformador T SAY V. Todos los transformadores en el sistema actual se encuentran operando en condiciones normales. El ingreso de la fase V y el cambio de topología, no altera el estado de operación normal del transformador T111 correspondiente a las fases III y IV.

El nuevo transformador T SAY V, y el transformador de servicios auxiliares de esta fase, operan también dentro de los límites de operación de estado normal.

SISTEMA ACTUAL							
LINEAS DE TRANSMISIÓN	NODO i		NODO j		PÉRDIDAS		Cargabilidad
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%
Saymirín(10) - Verdillo(06)	6.38	1,82	6,19	1,49	0,19	0,33	36,17
Saymirín(11) - Corpanche(19)	7,96	3,98	7,96	3,96	0,00	0,02	11,01
Corpanche(19) - Ricaurte(07)	7,96	3,96	7,94	4,06	0,02	-0,10	11,11
INGRESO SAYMIRÍN V							
LINEAS DE TRANSMISIÓN	NODO i		NODO j		PÉRDIDAS		Cargabilidad
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%
Saymirín(10) - Verdillo(06)	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----



Saymirín(11) - Corpanche(19)	15,23	6,60	15,22	6,59	0,01	0,01	20,43
Corpanche(19) - Ricaurte(07)	15,22	6,59	15,14	6,52	0,08	0,07	20,52

Tabla 3.18. Resultado LÍNEAS DE TRANSMISIÓN caso 1 – Estudio flujos de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

Con la entrada de Saymirín V, deja de estar operativa la línea que interconecta la subestación 10 (Saymirín 22kV) con la subestación 6 (Verdillo). En las líneas Saymirín(11)-Corpanche(19) y Corpanche(19)-Ricaurte(07) que transportan la potencia proveniente de la actual fase III-IV, y la próxima fase V, se observa que la cargabilidad se incrementa en un 10%, pero sin embargo todavía se encuentra en niveles muy bajos.

3.9.2 RESULTADOS CASO 2. Demanda mínima. (Topología de la red correspondiente a los diagramas de los Anexos C1 y C2).

En los Anexos C7 y C8 se observan los resultados para todo el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR de este caso de estudio.

Los resultados del caso 1 sirven para orientar a interpretar los resultados para este nuevo caso. La topología de la red corresponde a la misma empleada para el caso 1 tanto para el sistema actual como para el ingreso de Saymirín V. El cambio que se produce con respecto al caso 1 es únicamente el despacho de las unidades, debido a la carga de los alimentadores.

Puede inferirse que la cargabilidad de los generadores, transformadores y líneas de transmisión debe ser inferior a los del caso 1. También las pérdidas deben disminuir tanto en los transformadores como en las líneas de transmisión. Con respecto a los niveles de tensión, estos dependen principalmente de la generación y la demanda de reactivos.

Los resultados de los elementos que se ven directamente afectados con el ingreso de Saymirín V para este caso, se detallan en las siguientes tablas.

SISTEMA ACTUAL				
SUBESTACIONES	TENSIÓN NOMINAL	MAGNITUD	ÁNGULO	MAGNITUD
	kV	kV	grados	PU
Subestación 10 (SAYMIRÍN)	22	22,59	-0,36	1,03
Subestación 11 (SAYMIRÍN)	69	69,23	0,18	1,00



Subestación 6 (VERDILLO)	22	21,97	-2,06	1,00
Subestación 19 (CORPANCHE)	69	69,20	0,14	1,00
Subestación 7 (RICAURTE)	69	68,93	-0,15	1,00
INGRESO SAYMIRÍN V				
SUBESTACIONES	TENSIÓN NOMINAL	MAGNITUD	ÁNGULO	MAGNITUD
	kV	kV	grados	PU
Subestación 10 (SAYMIRÍN)	22	-----	-----	-----
Subestación 11 (SAYMIRÍN)	69	69,59	0,69	1,01
Subestación 6 (VERDILLO)	22	21,71	-3,03	0,99
Subestación 19 (CORPANCHE)	69	69,51	0,60	1,01
Subestación 7 (RICAURTE)	69	68,98	-0,03	1,00

Tabla 3.19. Resultado SUBESTACIONES caso 2 – Estudio flujos de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en el caso 1, el nivel de tensión en la barra de la subestación 6 disminuye, lo cual se debe a que se elimina el aporte por parte de las fases I y II de la central Saymirín. La tensión en las barras de las subestaciones 11 y 19 aumentan por el motivo que directamente a través de ellas fluye el aporte de potencia proveniente de Saymirín V.

Se puede observar que en el resto de barras de las subestaciones, la variación en sus niveles de tensión es muy pequeña y se encuentra dentro de los límites de operación permitidos.

SISTEMA ACTUAL				
	GENERADORES	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	Cargabilidad
		MW	MVAR	%
SAYMIRÍN FASE I	SAY U1	0,80	0,15	54,26
	SAY U2	0,80	0,15	54,26
SAYMIRÍN FASE II	SAY U3	1,30	0,50	58,03
	SAY U4	1,30	0,50	58,03



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SAYMIRÍN FASE III	SAY U5	3,10	1,20	66,48
SAYMIRÍN FASE IV	SAY U6	3,10	1,20	66,48
SAYMIRÍN FASE V	SAY U7	-----	-----	-----
	SAY U8	-----	-----	-----
INGRESO SAYMIRÍN V				
	GENERADORES	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	Cargabilidad
		MW	MVAR	%
SAYMIRÍN FASE I	SAY U1	-----	-----	-----
	SAY U2	-----	-----	-----
SAYMIRÍN FASE II	SAY U3	-----	-----	-----
	SAY U4	-----	-----	-----
SAYMIRÍN FASE III	SAY U5	3,10	1,20	66,48
SAYMIRÍN FASE IV	SAY U6	3,10	1,20	66,48
SAYMIRÍN FASE V	SAY U7	3,70	1,30	93,37
	SAY U8	3,70	1,30	93,37

Tabla 3.20. Resultado GENERADORES caso 2 – Estudio flujos de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

En el caso de estudio de demanda mínima, todos los generadores se encuentran operando aproximadamente con niveles intermedios de cargabilidad, excepto las dos unidades de Saymirín V. Esto se debe, a que el hecho de ser máquinas nuevas, se operan la mayor parte del tiempo en sus límites máximos de operación de estado estable.

SISTEMA ACTUAL							
TRAFOS	LADO ALTA TENSIÓN		LADO BAJA TENSIÓN		PÉRDIDAS		Cargabilidad
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%
T101	0,80	0,15	0,80	0,13	0,00	0,02	33,89
T102	0,80	0,15	0,79	0,13	0,00	0,02	33,69
T103	1,30	0,50	1,30	0,5	0,00	0,05	52,17



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

T104	1,30	0,50	1,30	0,5	0,00	0,05	52,17
T111	6,20	2,40	6,18	2,14	0,02	0,26	52,28
T SAY V	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Auxiliar Fase V	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
INGRESO SAYMIRÍN V							
TRAFOS	LADO ALTA TENSIÓN		LADO BAJA TENSIÓN		PÉRDIDAS		Cargabilidad
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%
T101	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
T102	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
T103	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
T104	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
T111	6,20	2,40	6,18	2,14	0,02	0,28	52,02
T SAY V	7,30	2,55	7,26	2,07	0,04	0,48	86,99
Auxiliar Fase V	0,08	0,04	0,08	0,04	0,00	0,00	86,15

Tabla 3.21. Resultado TRANSFORMADORES caso 2 – Estudio flujos de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

La cargabilidad de los transformadores es una consecuencia del nivel potencia despachada por parte de los generadores. Por lo tanto, nuevamente se observa que únicamente el transformador de potencia y el transformador de servicios auxiliares de la fase V, se encuentran con altos niveles de cargabilidad, esto es debido a que las dos unidades de ésta fase, generan próximos a sus límites máximos de operación de estado estable.

SISTEMA ACTUAL							
LINEAS DE TRANSMISIÓN	NODO <i>i</i>		NODO <i>j</i>		PÉRDIDAS		Cargabilidad
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%
Saymirín(10) - Verdillo(06)	4,19	1,16	4,10	1,02	0,08	0,14	24,16
Saymirín(11) -	6,18	2,14	6,18	2,16	0,00	-0,02	8,15



Corpanche(19)							
Corpanche(19) - Ricaurte(07)	6,18	2,16	6,16	2,29	0,01	-0,14	8,22
INGRESO SAYMIRÍN V							
LINEAS DE TRANSMISIÓN	NODO i		NODO j		PÉRDIDAS		Cargabilidad
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
Saymirín(10) - Verdillo(06)	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Saymirín(11) - Corpanche(19)	13,44	4,21	13,43	4,21	0,01	0,00	17,45
Corpanche(19) - Ricaurte(07)	13,43	4,21	13,38	4,20	0,06	0,00	17,52

Tabla 3.22. Resultado LÍNEAS DE TRANSMISIÓN caso 2 – Estudio flujos de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

°A pesar de que con el ingreso de la fase V, las líneas Saymirín(11)-Corpanche(19) y Corpanche(19)-Ricaurte(07) son las encargadas de transportar la potencia generada por esta nueva fase y por las fases III y IV hacia la barra de la subestación 7, se observa que los niveles de cargabilidad son muy bajos, por lo cual también se reducen sus pérdidas en comparación con los resultados del caso de estudio 1 (Tabla 3.18).

3.9.3 RESULTADOS CASO 3. Demanda máxima, cuando la central Saucay evacúa la potencia generada por medio de la línea Corpanche (19)- Saucay (20). (Topología de la red correspondiente a los diagramas de los Anexos C3 y C4).

En los Anexos C9 y C10 se observan los resultados para todo el anillo de subtransmisión de la CENTROSUR de este caso de estudio.

Este caso de estudio representa el análisis de flujos cuando existe una condición de funcionamiento anormal como una falla, o una condición de mantenimiento programado en la línea que interconecta la central Saucay con la subestación 4 (Parque Industrial).

Esta condición de operación ocasiona que la central tenga que inyectar la potencia generada por medio de la línea Saucay (20)-Corpanche (19). De tal manera, que la topología de la red se ve cambiada, lo cual puede afectar los



niveles de tensión de las barras, e incrementar pérdidas y cargabilidad de las líneas de transmisión que se ven directamente afectadas.

El despacho de los generadores es tomado para un escenario de demanda máxima, debido a que este tipo de escenario provoca las mayores exigencias sobre el sistema. No son analizados los generadores, ni transformadores, debido a que estos elementos no se ven afectados con el cambio de topología producido cuando la línea Saucay (20)-Parque Industrial (4) deja de estar operativa.

SISTEMA ACTUAL				
SUBESTACIONES	TENSIÓN NOMINAL	MAGNITUD	ÁNGULO	MAGNITUD
	kV	kV	grados	PU
Subestación 19 (CORPANCHE)	69	70,78	1,61	1,03
Subestación 4 (PARQUE INDUSTRIAL)	69	69,05	-0,17	1,00
Subestación 7 (RICAURTE)	69	69,27	0,22	1,00
INGRESO SAYMIRÍN V				
SUBESTACIONES	TENSIÓN NOMINAL	MAGNITUD	ÁNGULO	MAGNITUD
	kV	kV	grados	PU
Subestación 19 (CORPANCHE)	69	71,09	1,98	1,03
Subestación 4 (PARQUE INDUSTRIAL)	69	69,01	-3,36	0,99
Subestación 7 (RICAURTE)	69	69,30	0,26	1,00

Tabla 3.23. Resultado SUBESTACIONES caso 3 – Estudio flujos de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que únicamente disminuye la tensión en la barra de la subestación 4, cuya razón de ser, se debe a que la línea que transporta la potencia proveniente desde la central Saucay hacia esta barra, deja de estar operativa. En las otras barras de las subestaciones se puede observar que en realidad el cambio de topología no produce mayor efecto en sus niveles de tensión.



Al comparar los resultados obtenidos de la tabla 3.23 con los correspondientes valores de los niveles de tensión de la tabla 3.15, se puede observar que no existe mayor variación de los niveles de tensión, es decir en realidad el sistema no se ve afectado cuando la central Saucay evacúa su potencia por la línea Saucay-Corpanche hacia la subestación 19.

SISTEMA ACTUAL							
LINEAS DE TRANSMISIÓN	NODO i		NODO j		PÉRDIDAS		Cargabilidad
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%
Saucay(20) - Corpanche(19)	23,87	10,84	23,78	10,64	0,09	0,20	31,72
Corpanche(19) - Ricaurte(07)	31,74	14,61	31,41	13,72	0,33	0,89	42,64
INGRESO SAYMIRÍN V							
LINEAS DE TRANSMISIÓN	NODO i		NODO j		PÉRDIDAS		Cargabilidad
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%
Saucay(20) - Corpanche(19)	23,87	10,86	23,78	10,66	0,09	0,20	31,59
Corpanche(19) - Ricaurte(07)	39,00	17,28	38,51	15,88	0,49	1,40	51,80

Tabla 3.24. Resultado LÍNEAS DE TRANSMISIÓN caso 3 – Estudio flujos de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

Como pudo observarse en los casos 1 y 2, correspondiente a las tablas 3.18 y 3.22 respectivamente, los niveles de cargabilidad de las líneas de transmisión son en realidad muy bajos. En este nuevo caso también se conserva esta tendencia.

La línea más afectada con el cambio de topología de este caso de estudio, es la línea Corpanche (19)–Ricaurte (7), debido a que debe transportar la potencia proveniente de las fases III, IV y V de la central Saymirín, y adicionalmente la potencia generada por la central Saucay, sin embargo opera con un nivel de cargabilidad aproximado a la mitad de su capacidad.



4 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS.

4.1 INTRODUCCIÓN.

A pesar del minucioso cuidado con el cual se diseña un sistema eléctrico de potencia, es inevitable impedir el acontecimiento de fallas y cortocircuitos que puedan afectar sus condiciones normales de operación.

La tendencia que se tiene al diseñar o modificar un sistema eléctrico moderno, no es el evitar las posibles fallas que puedan producirse, sino al contrario, adecuar al sistema para que sea capaz de soportar tales eventos sin sufrir mayores consecuencias y que tenga la capacidad de reestablecer en el menor tiempo posible sus condiciones normales de operación.

Resulta muy importante analizar de las magnitudes de las corrientes que circulan por el sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal como cuando se produce alguna falla, debido a que su conocimiento permite realizar la selección de las características de los interruptores de potencia y la calibración, ajuste y coordinación de su sistema de protecciones.

Un cortocircuito es un cambio repentino en la topología del sistema y que afecta considerablemente sus condiciones de operación normal, introduce grandes esfuerzos térmicos y mecánicos debido a las altas magnitudes de corriente de falla que pueden circular, además de que puede ocurrir de manera aleatoria en cualquier lugar del sistema.

Un cortocircuito es muy perjudicial, debido a que puede causar graves daños a los equipos e incluso destruirlos. Por tal motivo, es muy importante que los elementos que conforman el sistema de protección sean diseñados y dimensionados correctamente, para que actúen en el menor tiempo posible para despejar las fallas y reducir los daños.

Los cambios característicos que constantemente se producen dentro de un sistema eléctrico como variaciones en la topología de la red, incremento de generación y demanda, ocasionan que las magnitudes de las corrientes de falla se vean alteradas, lo cual modifica a su vez las condiciones de operación para las cuales los equipos de protección se encuentran diseñados.

El actual sistema de protecciones de la central Saymirín debe ser modificado, debido a los cambios a los que se ve sometida la central con el retiro de operación de las fases I y II, y con el ingreso de la nueva fase V; además este cambio también afecta la topología del anillo de subtransmisión de la CENTROSUR, así como el incremento de inyección de potencia.



Por lo cual se torna necesario realizar un estudio de cortocircuitos para determinar las magnitudes de las corrientes de falla, cuyos resultados son imprescindibles para el estudio de coordinación del sistema de protecciones de la central Saymirín en el capítulo 6.

4.2 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS.

Los estudios de un sistema eléctrico de potencia se los realiza con el objetivo de analizar las deficiencias que presenta ante diversas clases de eventos, con el fin de tomar las mejores medidas correctivas técnicas-económicas para garantizar la calidad y continuidad del servicio eléctrico.

Un estudio de cortocircuitos establece las bases de seguridad del sistema eléctrico, debido a que sus resultados permiten calibrar y configurar la operación y selectividad de su sistema de protecciones, lo cual a su vez permite asegurar el despeje de las fallas en el menor tiempo posible, con el objetivo de evitar accidentes con el personal y el daño de los equipos.

Entre las principales causas que pueden provocar un cortocircuito en un sistema eléctrico, se pueden mencionar:

- Fallas de los sistemas de aislamiento.
- Envejecimiento de los equipos que conforman el sistema de potencia.
- Rupturas de conductores.
- Sobretensiones de origen interno y de origen atmosférico.
- Maniobras incorrectas.
- Transitorios electromagnéticos que pueden ocasionar sobretensiones y dañar el aislamiento.
- Ambiente corrosivo, calor, humedad.
- Calentamientos excesivos y extensos.
- Reemplazo incorrecto de equipos y materiales.
- Contaminación de los aisladores.
- Flameo en aisladores.
- Errores de diseño.
- Caídas de ramas de árboles sobre las líneas de transmisión, impactos por objetos extraños, excesivo viento, alta vegetación, etc.

Los efectos del cortocircuito sobre el sistema, dependen principalmente de la naturaleza de su origen, de su ubicación dentro del sistema, de la magnitud y tiempo durante el cual circulen estas corrientes. Entre los principales efectos se tienen:

- Destrucción, daño y reducción de la vida útil de los equipos que conforman el sistema eléctrico.



- Perturbaciones en el sistema de control e instrumentación de tipo electrónico.
- Deformación, daño o ruptura de las barras en las subestaciones.
- Perforación de los sistemas de asilamiento.
- Circulación de elevadas y abruptas corrientes de falla.
- Calcinación de los materiales aislantes.
- Altas caídas de tensión en los nodos del sistema, en especial de aquellos que se encuentran cercanos al punto de falla.
- Colapso de la estabilidad del sistema.
- Esfuerzos electrodinámicos y térmicos.
- Arcos eléctricos y fusión de conductores.
- Explosiones, incendios.
- Sobrecalentamientos en los equipos del sistema.
- Desconexión y pérdida de la continuidad del servicio eléctrico.
- Perturbaciones en los circuitos de telecomunicaciones.

Los resultados de un estudio de cortocircuitos de un sistema eléctrico de potencia permiten:

- Determinar las corrientes de cortocircuito y de aportes a ésta, que circulan por los diferentes elementos de un sistema eléctrico.
- Determinar las tensiones luego de que se produzca una falla en los diferentes nodos del sistema.
- Determinar la potencia de cortocircuito en el punto de falla.
- Determinar las impedancias de falla vistas en el punto donde se produce el cortocircuito.
- Especificar las características, capacidad y el dimensionamiento de los equipos de protección y maniobra.
- Realizar la coordinación de las protecciones del sistema bajo estudio.
- Dimensionar las mallas de puesta a tierra.
- Determinar los esfuerzos mecánicos, eléctricos y térmicos de los conductores eléctricos y las barras.
- Minimizar los daños que puedan producirse en los diferentes elementos que conforman el sistema.

Un cortocircuito es de naturaleza transitoria, pero sin embargo cuando se realiza un estudio para determinar las corrientes que circulan al producirse alguna falla, al sistema se lo considera como si estuviera operando en estado estable en un determinado momento luego de ocurrido el cortocircuito.

Las altas magnitudes de las corrientes que circulan al producirse un cortocircuito pueden ocasionar graves daños a la estabilidad del sistema, por tal razón es necesario realizar un estudio de estabilidad transitoria para

determinar la capacidad del sistema de mantener el sincronismo cuando se producen este tipo de eventos. Los resultados del estudio de estabilidad transitoria se presentan en el capítulo 7.

4.3 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que se produce cuando dos o más puntos que se encuentran a diferentes niveles de tensión, son directamente puestos en contacto o por medio de una resistencia o impedancia de bajo valor Z_f , ocasionando que circule una corriente de falla I_f , cuya amplitud oscila entre 5 y 20 veces la amplitud de la corriente en condiciones normales de operación.

En la figura 5.1 se puede observar un esquema representativo de un cortocircuito producido en un nodo i cualquiera de un sistema.

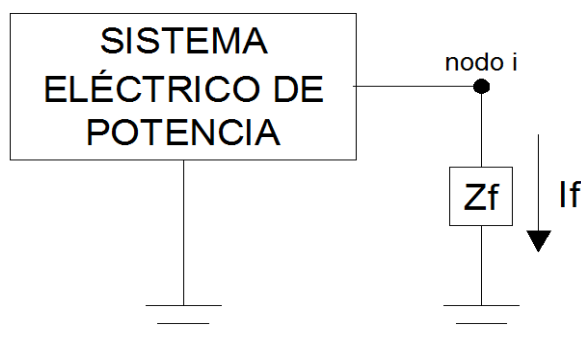


Figura 4.1. Cortocircuito en un nodo i de un sistema eléctrico de potencia.

Fuente: Análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia. Jorge Calderón Guizar. Lima, Perú, 2008.

La característica principal de esta corriente de falla I_f , es que el valor de su magnitud puede incrementarse muy rápido, tomando valores pico de varias veces el de su corriente nominal en tiempos muy cortos, prácticamente instantáneos, por lo cual se puede deducir los graves daños al sistema que esta corriente puede causar.

La corriente de cortocircuito depende de su ubicación en el sistema, de las fases involucradas, del tiempo que permanece antes de ser despejada, de la demanda de la carga y el despacho de los generadores, del momento en la cual se produce con respecto al paso por cero de la onda de tensión, del número y tipo de fuentes que alimentan el cortocircuito y está limitada por medio de las impedancias entre las fuentes y el punto de falla.

Para el caso del SNI, en condiciones de operación normal, la onda de corriente es sinusoidal, de amplitud constante y con una frecuencia de 60 Hz. Cuando se



produce un cortocircuito se mantiene la frecuencia en 60 Hz, pero la envolvente de la onda se reduce exponencialmente desde su valor máximo hasta su valor de régimen permanente, debido a que el cortocircuito es de carácter transitorio.

La onda de corriente de cortocircuito puede ser analizada en tres periodos: subtransitorio, transitorio y de régimen permanente. Los periodos se diferencian por la amplitud de su onda y por su duración; y dependen de la variación de las impedancias de las fuentes en el transcurso del tiempo.

Las impedancias de las máquinas eléctricas rotativas están compuestas principalmente por reactancias, debido a que su relación $\frac{X}{R}$ es muy alta. Estas reactancias aumentan con el tiempo y son clasificadas con el mismo nombre del periodo en el cual actúan al producirse un cortocircuito, es decir reactancias subtransitorias X_d'' y X_q'' , transitorias X_d' y X_q' , y de estado estable X_d y X_q .

Dependiendo del momento en el cual se produzca el cortocircuito, puede presentarse una condición de simetría o de asimetría de la onda de corriente de falla con respecto a su eje. Si el cortocircuito se produce cuando la onda de tensión se encuentra en su valor máximo, la onda toma una característica simétrica, es decir los semiciclos positivos y negativos tienen igual amplitud.

Si el cortocircuito se produce cuando la onda de tensión no se encuentra en su valor máximo, se produce una condición de asimetría, y ésta es máxima cuando la onda de tensión se encuentra en su paso por cero. En esta condición los semiciclos positivos y negativos de la onda de la corriente de cortocircuito toman valores distintos y se encuentran desfasados con respecto a su eje.

La asimetría de la onda de corriente de cortocircuito está conformada por dos componentes, una componente de corriente alterna y una componente de corriente directa. La componente de corriente directa decrece conforme transcurre el tiempo ya que su energía se disipa por la resistencia R del circuito eléctrico debido al efecto Joule.

Por esta razón, la tasa de decrecimiento está dada por la razón $\frac{X}{R}$, la cual establece también la relación entre la componente simétrica y asimétrica de la forma de onda de la corriente de cortocircuito, por lo tanto mientras más baja sea ésta relación, el decrecimiento es mayor.

En la figura 4.2 se puede observar una curva típica de la onda de corriente de cortocircuito asimétrica.

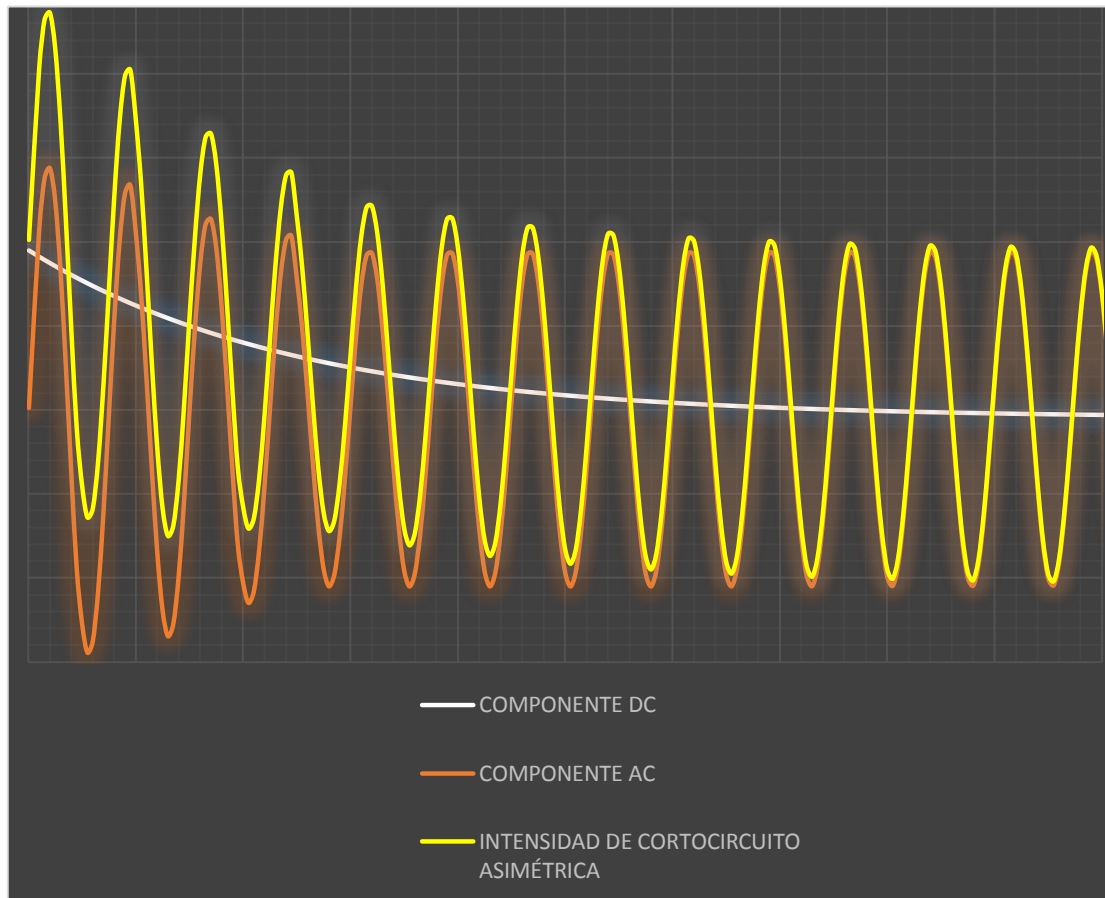


Figura 4.2. Forma de onda de la corriente de cortocircuito asimétrica.

Fuente: Cuadernillo Técnico n° 158. Cálculo de corrientes de cortocircuito. Schneider Electric.

La magnitud de la tensión en el punto donde se produce el cortocircuito tiende a aproximarse a un valor muy cercano a cero, esto se debe a que la impedancia de falla como se mencionó anteriormente, toma un valor muy pequeño o simplemente puede ser nula.

El tiempo que las corrientes de cortocircuito circulan por el sistema, (dado en segundos o ciclos), resulta de especial interés de análisis, debido a que el diseño del sistema de protecciones y de los dispositivos empleados para tal fin, enfocan su actuación en intentar eliminar el cortocircuito en el menor tiempo posible.

Por lo tanto, el tiempo que el cortocircuito perturba al sistema, depende de los equipos de protección y de los elementos de corte que se utilicen en el diseño del sistema de protecciones. Las magnitudes a determinar mediante un estudio de cortocircuitos, son la corriente de cortocircuito máxima $I_{cc\text{máx}}$ y la corriente de cortocircuito mínima $I_{cc\text{min}}$.

La corriente de cortocircuito máxima se establece cuando la mayoría de fuentes de generación se encuentran operando. Esta magnitud es empleada para realizar el cálculo de ajuste del sistema de protecciones y determinar el poder de corte de los interruptores, las mallas de puesta a tierra, los esfuerzos térmicos y dinámicos que los elementos del sistema deben soportar.

La corriente de cortocircuito mínima se establece cuando el menor número de fuentes de generación están operando. Esta magnitud es empleada para realizar verificaciones en el diseño del sistema de protecciones y la selección de la curva de disparo de los relés.

Para analizar el comportamiento de un cortocircuito en cualquier punto del sistema, es necesario identificar las posibles fuentes que van a contribuir a la corriente de falla.

Estas fuentes principalmente están compuestas por la generación propia del sistema, los generadores síncronos, los condensadores, los motores síncronos y de inducción. En las siguientes figuras se puede observar las contribuciones a la forma de onda de la corriente de cortocircuito de cada una de estas fuentes.

Sistema Eléctrico:

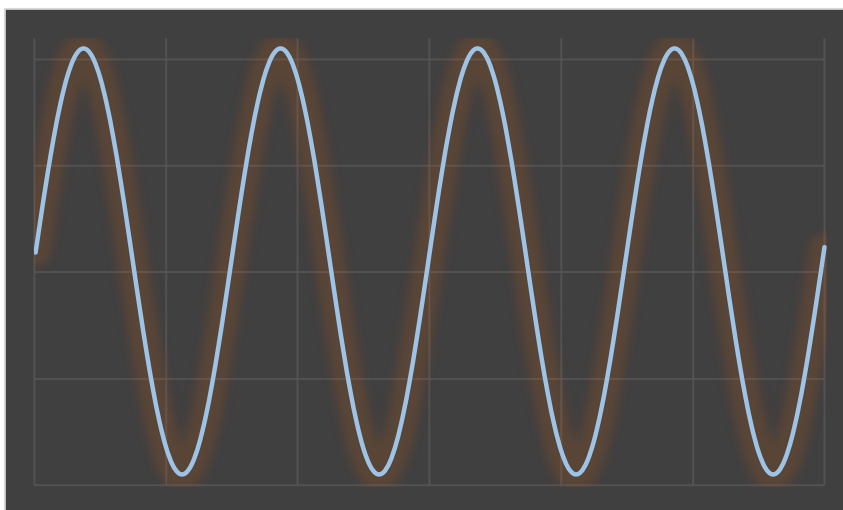


Figura 4.3. Contribución del Sistema Eléctrico a la forma de onda de cortocircuito.

Fuente: Coordinated Power Systems Protection. Headquarters, Department of the Army. February 1991.

Generador:

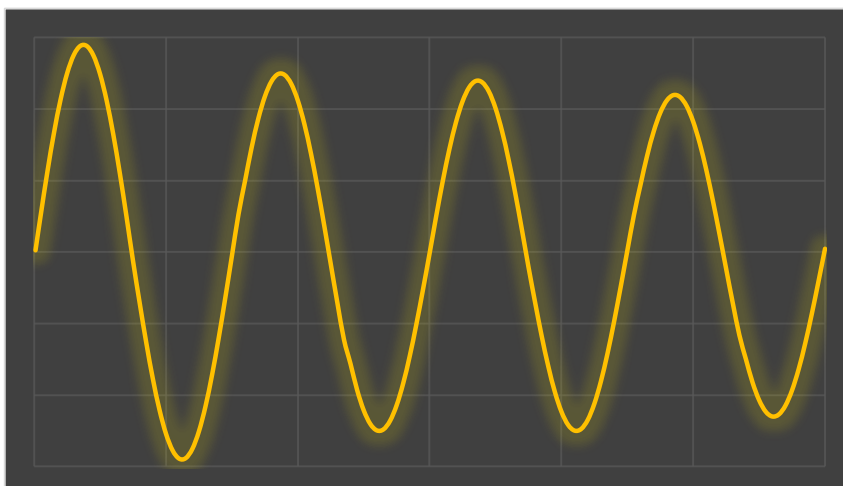


Figura 4.4. Contribución de los Generadores a la forma de onda de cortocircuito.

Fuente: Coordinated Power Systems Protection. Headquarters, Department of the Army. February 1991.

Motores Síncronos:

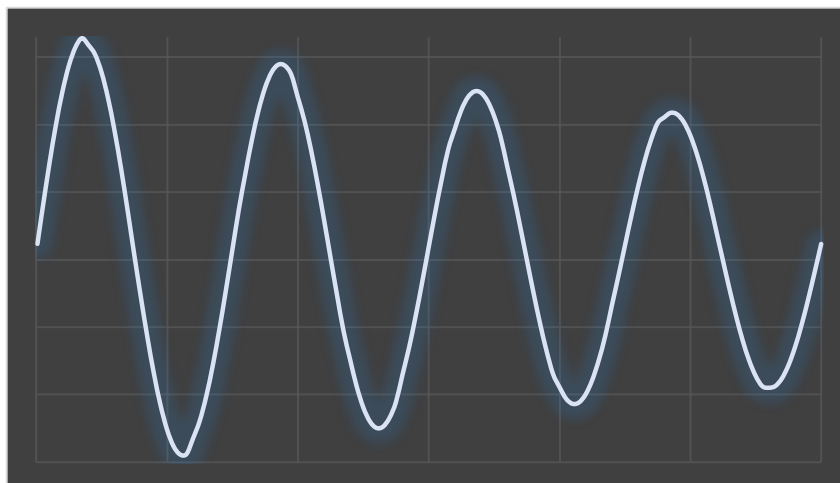


Figura 4.5. Contribución de los Motores Síncronos a la forma de onda de cortocircuito.

Fuente: Coordinated Power Systems Protection. Headquarters, Department of the Army. February 1991.

Motores de Inducción:

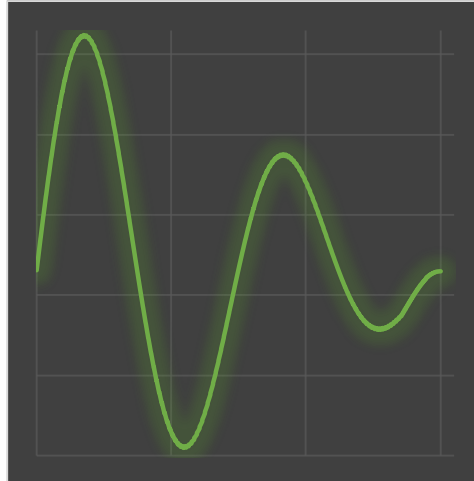


Figura 4.6. Contribución de los Motores de Inducción a la forma de onda de cortocircuito.

Fuente: Coordinated Power Systems Protection. Headquarters, Department of the Army. February 1991.

Finalmente al sumar todas estas ondas, se obtiene la forma de onda de corriente de cortocircuito:

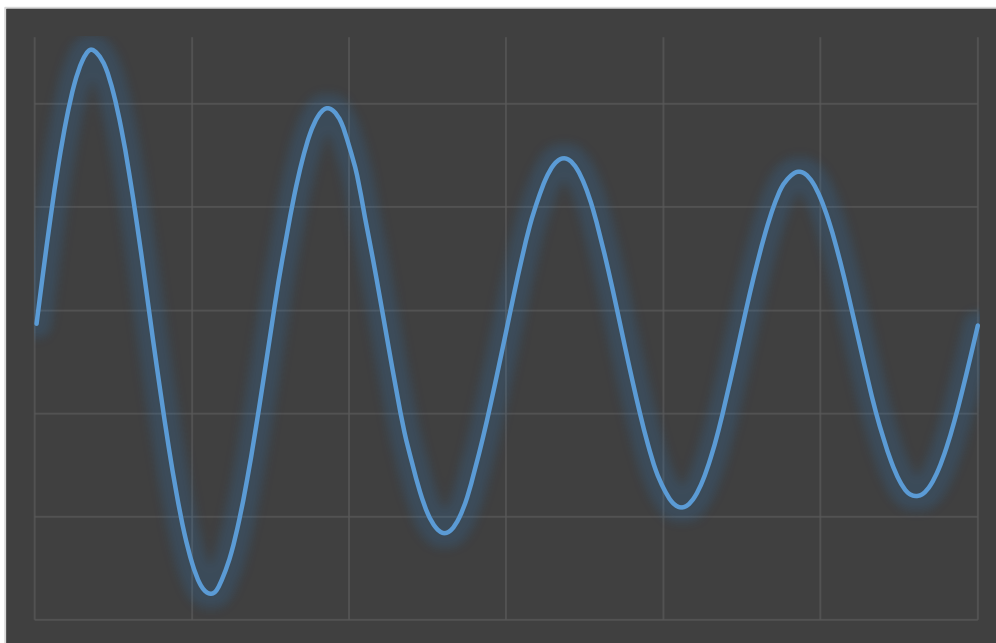


Figura 4.7. Forma de onda de la corriente de cortocircuito.

Fuente: Coordinated Power Systems Protection. Headquarters, Department of the Army. February 1991.



Los componentes que limitan la magnitud de la corriente de cortocircuito son las impedancias de los equipos de potencia, y de las líneas de transmisión, conductores, cables y barras.

Por lo tanto la amplitud de la corriente de cortocircuito básicamente depende de dos elementos, el primero es el número de fuentes que alimentan el cortocircuito y el segundo la oposición o impedancia presente entre las fuentes y el punto donde se produce el cortocircuito.

Existen diferentes métodos de cálculo empleados para la determinación de las corrientes de cortocircuito, entre los principales se pueden mencionar:

- Método de componentes simétricas.
- Método de reducción de Thevenin.
- Método por unidad.
- Método matricial Z_{BARRA} .
- Método de los MVA.

La elección de uno de los métodos para realizar un estudio de cortocircuitos, depende de la precisión, velocidad, y de las herramientas disponibles para efectuar los cálculos. Para sistemas eléctricos grandes es indispensable utilizar una herramienta computacional, debido a la alta complejidad que presentan estos métodos al realizarlos manualmente.

Por lo general, las herramientas computacionales utilizan un software basado en el método matricial Z_{BARRA} o matriz de impedancia de barra. Este método es empleado para resolver sistemas muy complejos, debido a que proporciona resultados confiables a muy alta velocidad.

4.3.1 CAPACIDAD O POTENCIA DE CORTOCIRCUITO.

La capacidad o potencia de cortocircuito también conocido como nivel de falla, se utiliza para evaluar la robustez del sistema y su efecto en el punto de falla. En cualquier barra dentro de un sistema eléctrico se define como el producto entre la tensión de pre-falla y la corriente de falla. En la ecuación 4.1 se define la SCC⁸ para un cortocircuito en una barra cualquiera del sistema.

$$SCC = \sqrt{3} \times V_f \times I_f'' \quad [4.1]$$

Donde:

V_f = Tensión pre-falla.

⁸ Capacidad de cortocircuito, por sus siglas en inglés Short Circuit Capacity. (SCC).



I_f'' = Corriente de falla.

En caso de que la tensión de pre-falla esté dada en por unidad, la capacidad de cortocircuito debe también ser expresada de esta manera. Por lo tanto se tiene:

$$S_{base} = \sqrt{3} \times V_{base} \times I_{base} \quad [4.2]$$

$$SCC_{pu} = \frac{SCC}{S_{base}} = \frac{\sqrt{3} \times V_f \times I_f''}{\sqrt{3} \times V_{base} \times I_{base}} = V_{f_{pu}} \times I_{f_{pu}}'' \quad [4.3]$$

Cuando la tensión de la barra donde se produce el cortocircuito es igual a su tensión nominal, la SCC se reduce a la siguiente expresión:

$$SCC_{pu} = \frac{1}{I_{f_{pu}}''} \quad [4.4]$$

Utilizando la ecuación 4.4 se puede obtener la impedancia equivalente del método de Thevenin Z_{th} , únicamente conociendo la magnitud de la corriente de cortocircuito en ese punto. Para lo cual, nuevamente es necesario asumir que la tensión de pre-falla en la barra, es igual a su tensión nominal, por lo tanto se tiene:

$$Z_{th} = \frac{V_{f_{pu}}}{I_{f_{pu}}''} = \frac{1}{SCC} \quad [4.5]$$

Cuando se tiene un sistema eléctrico cercano y se conoce el valor de su capacidad de cortocircuito en el punto de interconexión, en caso de realizar un estudio de cortocircuitos, este sistema puede ser modelado mediante el método de Thevenin, es decir una fuente de tensión (con valor de la tensión de pre-falla) y una impedancia en serie obtenida mediante la ecuación 4.5.

4.4 TIPOS DE CORTOCIRCUITOS.

En condiciones normales, un sistema eléctrico es trifásico balanceado, pues las corrientes y tensiones en todas sus fases tienen el mismo valor. Cuando se produce un evento de cortocircuito las corrientes y tensiones sufren variaciones con respecto a su condición normal de operación, y éstas pueden variar o no, de una fase a otra, lo cual depende del tipo de cortocircuito que se produce.

Los cortocircuitos que se producen en un sistema eléctrico pueden clasificarse en dos grupos, los simétricos y los asimétricos.

Los cortocircuitos simétricos provocan que la variaciones de las corrientes y tensiones en las distintas fases, sean afectadas de igual manera, es decir que continúe el sistema siendo trifásico balanceado pero con magnitudes muy

diferentes a las de su condición de operación normal. Dentro de este grupo de cortocircuitos se encuentran los trifásicos y trifásicos a tierra.

Los cortocircuitos asimétricos se producen con más frecuencia en un sistema eléctrico, éstos provocan que las corrientes y tensiones varíen de una fase a otra, es decir que el sistema se convierta en desbalanceado. Dentro de este grupo de cortocircuitos se encuentran los monofásicos a tierra, bifásicos, bifásicos a tierra y de doble fase a tierra.

La frecuencia con la cual se producen los distintos tipos de cortocircuitos en un sistema eléctrico, permite establecer el siguiente porcentaje de ocurrencia:

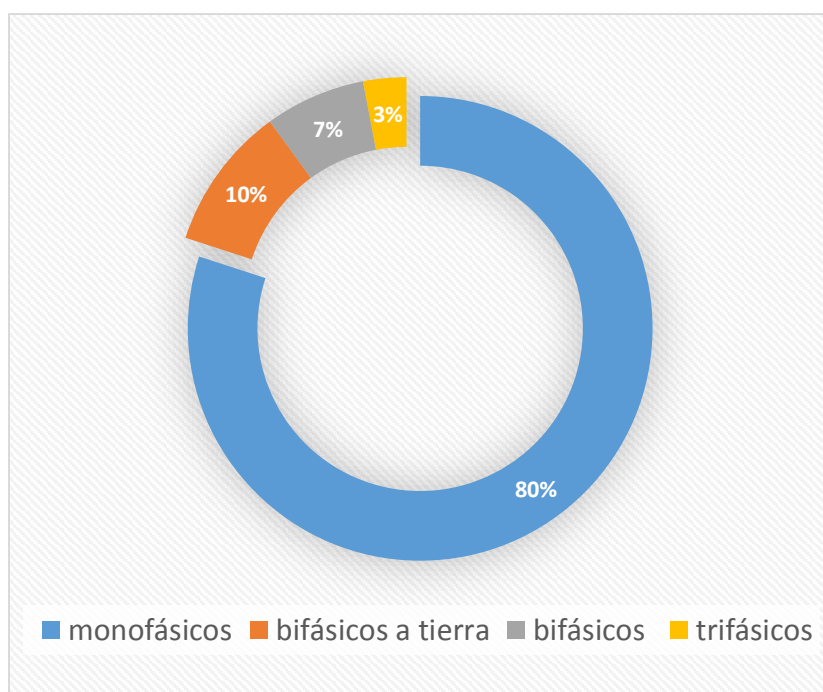


Figura 4.8. Probabilidad de ocurrencia de los distintos tipos de cortocircuitos.

Fuente: Elaboración propia.

El modelo del sistema para cada una de los distintos cortocircuitos depende de la conexión de las redes de secuencia utilizadas, por lo cual el método de componentes simétricas descrito en el capítulo 2, resulta de gran utilidad para determinar las corrientes y tensiones en cualquier punto del sistema, luego de producido un cortocircuito asimétrico.

Para la determinación de la corriente máxima de cortocircuito es necesario realizar el análisis de dos tipos de cortocircuitos. Un cortocircuito trifásico debido a que por lo general impone las mayores exigencias al sistema y un cortocircuito monofásico debido a que se produce con mayor frecuencia.

Es poco frecuente que un cortocircuito monofásico provoque que la amplitud de la corriente sea mayor a la producida por un cortocircuito trifásico. Sin embargo, se puede originar esta situación en sistemas de transmisión y distribución de media tensión, en especial cuando el cortocircuito se da cerca de una central de generación en el caso del sistema de transmisión, o de subestaciones en el caso de distribución.

Debido a las consideraciones mencionadas, a continuación se analizan estos dos tipos de cortocircuitos. Para el análisis del cortocircuito trifásico se utiliza el método de reducción de Thevenin, mientras que para el análisis del cortocircuito monofásico se utiliza el método de componentes simétricas.

4.4.1 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO.

Este tipo de cortocircuito se produce cuando sus tres fases se conectan directamente o por medio de una impedancia de bajo valor. Como resultado las tensiones en el punto de falla son nulas, mientras que las amplitudes de las corrientes son muy superiores en comparación a las que circulan en operación normal.

Para su cálculo únicamente se utiliza la componente de secuencia positiva, debido a que las magnitudes de las corrientes luego de ocurrido el cortocircuito se desfasan 120° y el sistema mantiene las características de un sistema simétrico. Por lo tanto, se puede utilizar el diagrama unifilar de cualquiera de sus fases. En la figura 4.9 se observa el esquema de un cortocircuito trifásico.

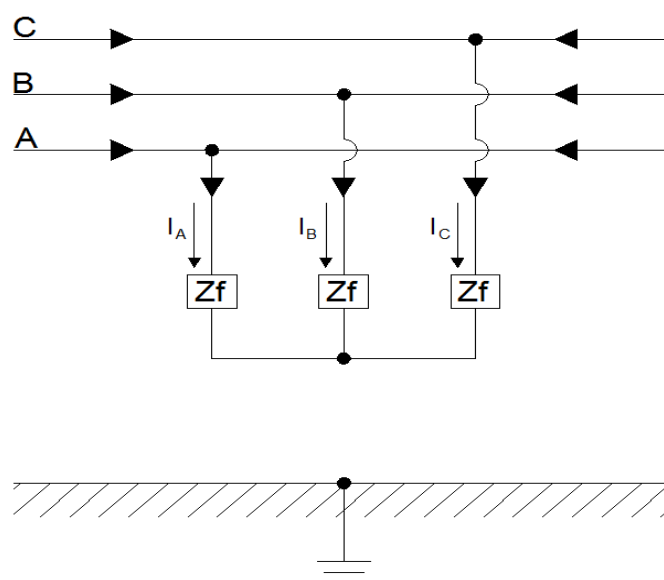


Figura 4.9. Cortocircuito trifásico.

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection.

Utilizando el método de Thevenin, el sistema puede reducirse a una fuente de tensión en serie con una impedancia equivalente al lugar del sistema donde se produce el cortocircuito. En la figura 4.10 se observa un esquema del método de Thevenin que representa un cortocircuito de las tres fases del sistema eléctrico y en la figura 4.11 el diagrama unifilar de una de sus fases.

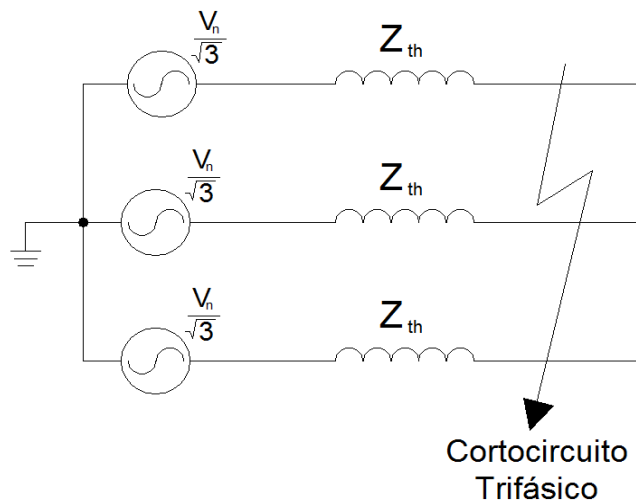


Figura 4.10. Equivalente de Thevenin de un cortocircuito trifásico equilibrado.

Fuente: Elaboración propia.

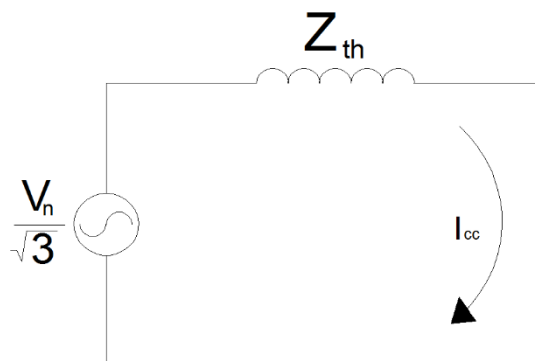


Figura 4.11. Diagrama unifilar de la figura 4.10.

Fuente: Elaboración propia.

De la figura 4.11 se puede obtener la expresión para el análisis de cortocircuitos trifásicos. Debe entenderse que esta corriente es la misma en todas las fases.

$$I_{cc} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \times Z_{th}} \quad [4.6]$$

Donde:

I_{cc} = Corriente de cortocircuito.

V_n = Fuente de tensión equivalente.

Z_{th} = Impedancia equivalente al punto de cortocircuito.

4.4.2 CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO.

Este tipo de cortocircuito se produce cuando una de sus fases se conecta directamente a tierra o por medio de una impedancia de bajo valor.

Para analizar un cortocircuito monofásico se considera que la falla es producida en la fase a y para su cálculo es necesario utilizar las tres componentes de secuencia. Con estas consideraciones y con la interpretación de la figura 4.12, se obtienen las correspondientes ecuaciones para el análisis de este tipo de cortocircuito.

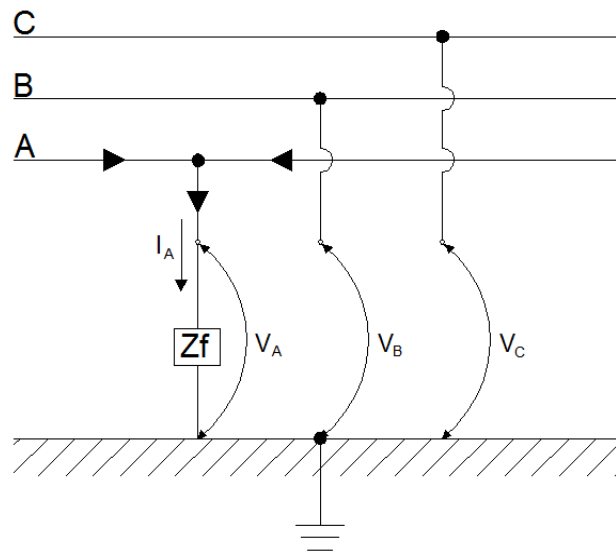


Figura 4.12. Cortocircuito monofásico.

Fuente: Power Systems Analysis. Grainger, Stevenson.

De la figura 4.12 se pueden obtener las siguientes condiciones de operación:

$$\begin{aligned} V_A &= I_A \times Z_f \\ I_B &= 0 \\ I_C &= 0 \end{aligned} \quad [4.7]$$

Utilizando las condiciones impuestas por la ecuación 4.7 y el criterio de componentes simétricas descrito en el capítulo 2 se tiene:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad [4.8]$$

Al realizar las multiplicaciones correspondientes de la ecuación matricial 4.8 se tiene:

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{I_A}{3} \quad [4.9]$$

$$I_A = 3 \times I_{a0} = 3 \times I_{a1} = 3 \times I_{a2} \quad [4.10]$$

Por el método de componentes simétricas se tiene además que:

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = V_A \quad [4.11]$$

Reemplazando las ecuaciones 4.9 y 4.10, en la primera expresión de la ecuación 4.7 se tiene:

$$(V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}) = 3 \times Z_f \times I_{a1} \quad [4.12]$$

La ecuación 4.12 permite establecer el siguiente diagrama de conexión de redes de secuencia utilizado para el análisis de cortocircuitos monofásicos.

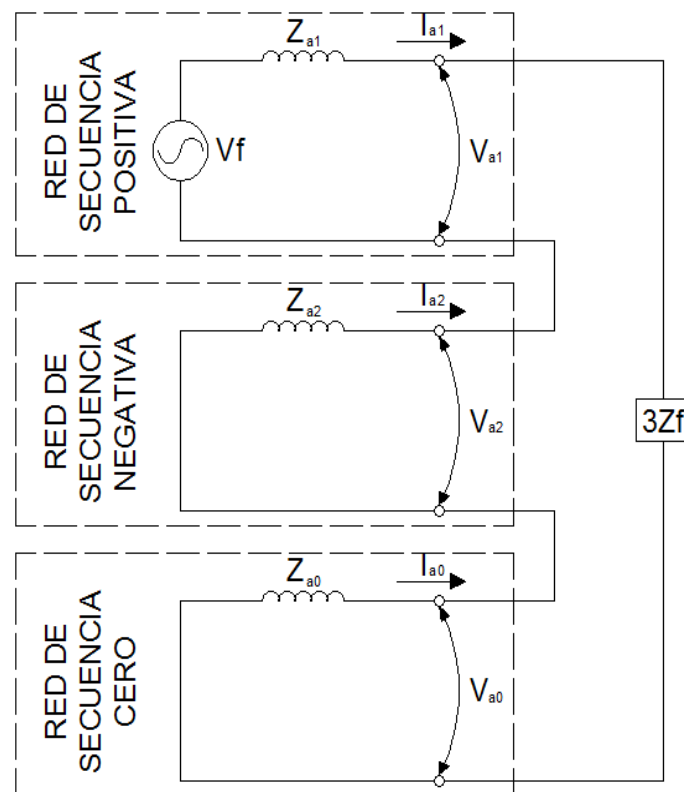


Figura 4.13. Redes interconectadas - cortocircuito monofásico.

Fuente: Power Systems Analysis. Grainger, Stevenson.

Finalmente de la figura 4.13 se obtiene ecuación utilizada para analizar los cortocircuitos monofásicos:



$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3 \times Z_F} \quad [4.13]$$

Al obtener las expresiones de las componentes simétricas, utilizando la ecuación 2.10 fácilmente se pueden encontrar las corrientes o tensiones del sistema desbalanceado.

4.5 OPERACIÓN EN CONDICIONES TRANSITORIAS Y DINÁMICAS DEL SNI.

El CONELEC en su manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (Versión 2.0), en la sección de parámetros de calidad y seguridad, establece el comportamiento que debe cumplir el SNI cuando el sistema se encuentra operando en un estado transitorio y en un estado dinámico.

A continuación se extraen los puntos más importantes de este manual para la operación del sistema en estos dos estados:

Estado Transitorio:

- Las unidades de generación del SNI deben ser capaces de soportar una falla trifásica durante 100 ms en terminales del lado de alta tensión del transformador de la unidad sin perder estabilidad de ángulo con relación a las demás unidades del sistema. El tiempo de 100 ms corresponde a la velocidad de actuación de la protección principal del elemento en falla.

Estado Dinámico:

- El SNI debe permanecer estable bajo una falla bifásica a tierra en uno de los circuitos a 230 kV, 138 kV o en uno de los transformadores 230/138 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal y con la pérdida definitiva del circuito en falla, es decir no se debe considerar la operación del recierre automático en la etapa de planificación.
- El SNI debe permanecer estable bajo una falla bifásica a tierra en los dos circuitos a 230 kV o 138 kV, cuando los dos circuitos van instalados en la misma torre, con despeje de la falla por operación normal de la protección principal y con la pérdida definitiva de los circuitos en falla, es decir no se debe considerar la operación del recierre automático de ninguno de los circuitos en la etapa de planificación.
- Una vez despejada la falla y eliminado el circuito o los circuitos del sistema, según el caso, la tensión no debe permanecer por



debajo de 0.8 p.u. por más de 700 ms en el proceso de simulación de estabilidad dinámica.

- Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transmisión, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es despejada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento en falla, el sistema debe conservar la estabilidad.
- Las corrientes e impedancias vistas por los relés vecinos, deben ser tales que no ocasionen la salida de elementos adicionales, lo cual originaría una serie de eventos en cascada.

4.6 DlgSILENT POWER FACTORY PARA CORTOCIRCUITOS.

DlgSILENT Power Factory permite realizar un estudio de cortocircuitos de sistemas complejos con resultados altamente confiables a muy alta velocidad.

El módulo de cortocircuitos permite realizar un estudio tanto de fallas simétricas como asimétricas. Para realizar un estudio de fallas simétricas, el software utiliza el mismo modelo empleado para el estudio de flujos de potencia, mientras que para realizar un estudio de fallas asimétricas, es preciso haber ingresado las impedancias de secuencia de todos los elementos.

El software permite ser configurado para obtener las corrientes de cortocircuito máximo y mínimo, además también permite analizar al sistema cuando se producen fallas en distintos puntos simultáneamente.

Este módulo permite realizar el estudio de cortocircuitos utilizando las siguientes normas:

- Norma Alemana VDE 0102 (Verband Deutscher Electrotechniker).
- Norma Internacional IEC 60909. (International Electrotechnical Commission). Utiliza los parámetros de la red equivalente y los afecta por medio de un factor k con el objetivo de buscar el escenario que produzca las mayores exigencias en el sistema.
- Norma ANSI/IEEE (American National Standards Institute). ANSI C37.010 Cálculo de cortocircuito para niveles de tensión superiores a 1000 V. ANSI C37.13 Cálculo de cortocircuito para niveles de tensión inferiores a 1000 V.
- Método DlgSILENT-Complete (superposición). Considera los flujos de potencia antes de producirse el cortocircuito.

La ventana de dialogo en la cual se pueden configurar las diferentes características bajo las cuales se realiza el estudio de cortocircuitos se observa en la figura 4.14.

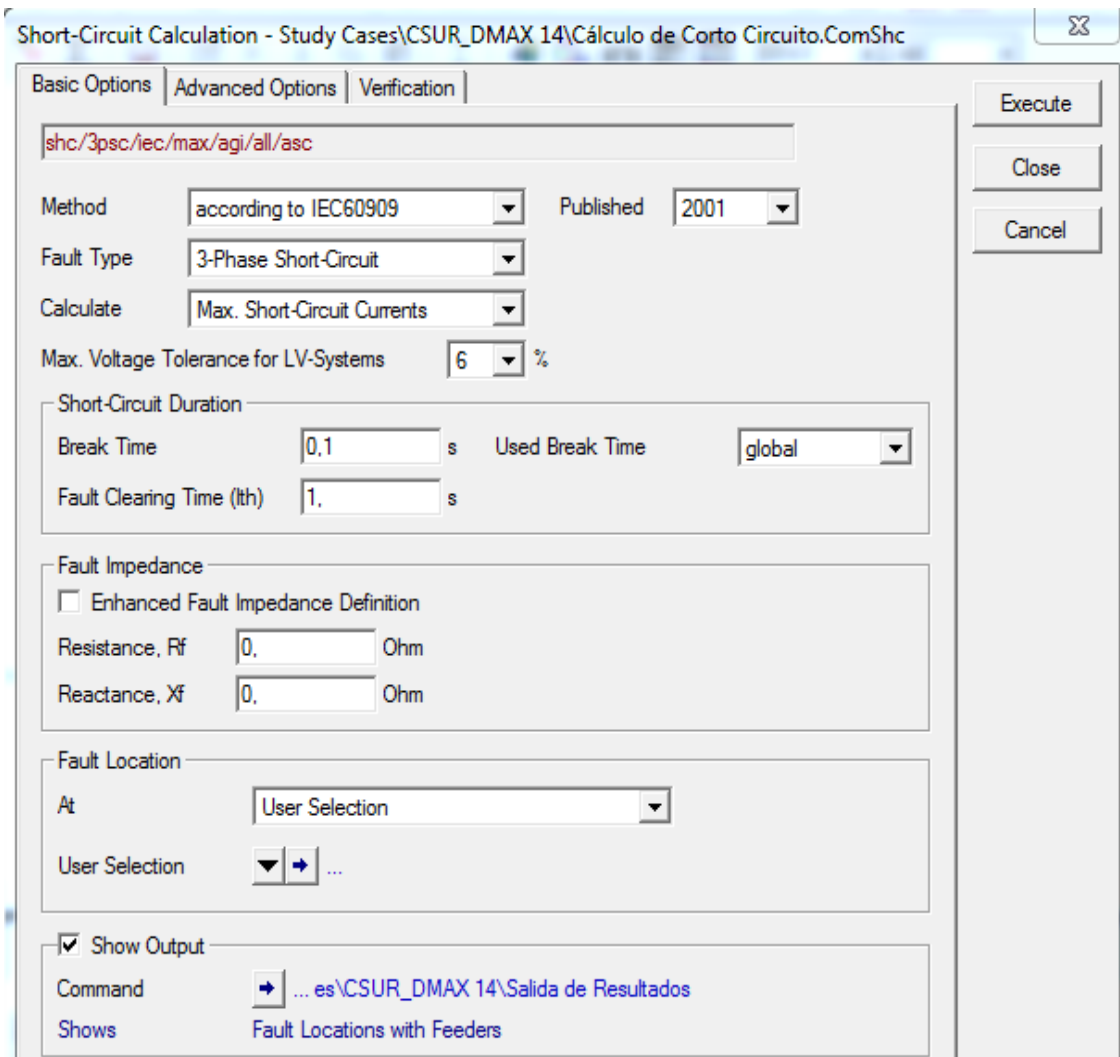


Figura 4.14. Ventana de dialogo para configurar las opciones para el estudio de cortocircuitos.

Fuente: Elaboración propia.

Luego de configurar las características requeridas para el estudio de cortocircuitos, el resultado obtenido se puede observar mediante un ejemplo en la figura 4.15 cuando se produce un cortocircuito trifásico en la barra de conexión de los dos generadores. En ésta figura se puede también apreciar la manera en cómo se presentan los resultados en el sistema.

Para cada elemento se puede observar los valores de las variables que se han obtenido. Los resultados se pueden apreciar de mejor manera al colocar el cursor sobre las cajas blancas de resultados, para que aparezcan las variables con sus valores en las cajas amarillas.

En caso de requerir alguna variable adicional de algún elemento, se puede configurar las opciones del software para visualizar cualquier otra variable adicional dentro de estas cajas de resultados.

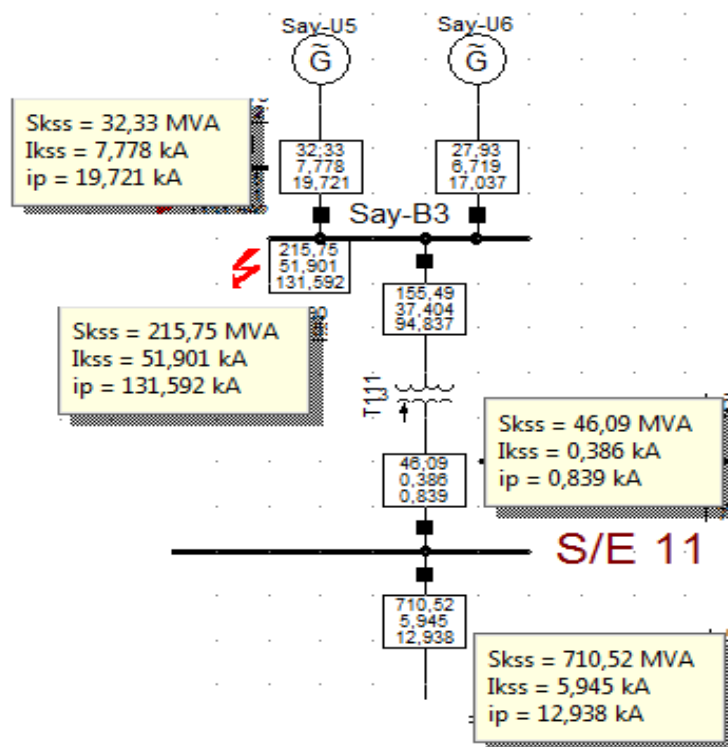


Figura 4.15. Ejemplo de resultados obtenidos del estudio de cortocircuitos.

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados aparte de ser observados en el diagrama unifilar del sistema, se puede optar por observarlos también mediante diagramas vectoriales o en el Data Manager del programa, además pueden exportarse, imprimirse o guardarse. Los resultados del estudio de cortocircuitos son útiles para calibrar las funciones de protección de los relés en el capítulo 6.

4.7 CASOS DE ANÁLISIS PARA EL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS.

Es necesario tener en cuenta que el sistema de protecciones de la central Saymirín debe actuar como función de protección primaria únicamente en caso de que alguna falla se produzca aguas arriba de la barra de 69 kV de la subestación Ricaurte, debido que hasta este nodo eléctrico corresponde la responsabilidad de ELECAUSTRO.

En el caso de que se produzca alguna falla aguas abajo de esta barra, y el sistema de protecciones de la CENTROSUR presente algún defecto en su actuación, el sistema de protecciones de la central Saymirín debe brindar el respaldo pertinente para evitar bajo cualquier situación la afectación de sus equipos.

Para realizar la calibración y coordinación del sistema de protecciones de la central Saymirín con la integración de su nueva fase, es necesario analizar el comportamiento del sistema cuando se lo somete a cortocircuitos trifásicos y



monofásicos en determinados puntos, para establecer los aportes de las corrientes de falla que circulan por los elementos adyacentes.

El análisis de las corrientes de cortocircuito en diferentes puntos, dentro de la central Saymirín, o en puntos exteriores, en donde se involucra directamente la actuación de su sistema de protecciones como la línea Saymirín-Corpanche, la línea Corpanche-Ricaurte y cuando se encuentre operativa la línea Saucay-Corpanche, permite realizar el nuevo ajuste y calibración de sus protecciones.

Por lo general, los cortocircuitos trifásicos son aquellos que producen mayores exigencias al sistema, lo cual significa que el pico de su corriente es superior a las originadas por otros tipos de cortocircuitos. Sin embargo, en ciertas ocasiones un cortocircuito monofásico puede causar corrientes con mayores amplitudes, por esta razón es necesario analizar los dos tipos de cortocircuitos.

Los puntos en los cuales se simula los dos tipos de cortocircuitos son los nodos eléctricos tanto dentro como fuera de la central, incluyendo las fases III y IV y su nueva fase V; y los nodos aguas abajo hasta la barra de 69 kV de la subestación Ricaurte.

Un caso especial a analizar es cuando se energiza la línea Saucay-Corpanche, como se mencionó en el capítulo 3, este evento se produce cuando la línea Saucay- Parque Industrial está en mantenimiento o se ha producido alguna falla en ella.

El cálculo de las corrientes máximas de cortocircuito se realiza utilizando el escenario de demanda máxima, mientras que para las corrientes mínimas de cortocircuito se utiliza el escenario de demanda mínima. Estos escenarios son los planteados en el capítulo 3 para los estudios de flujos de potencia.

4.8 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se emplea la norma IEC 60909, la cual es utilizada para realizar el cálculo de las corrientes de cortocircuitos en sistemas trifásicos de baja y alta tensión de hasta 230 kV y con una frecuencia de operación de 50 o 60 Hz.

En los resultados se presentan las magnitudes de las corrientes de cortocircuito subtransitorio I_K'' y pico I_p , su capacidad de cortocircuito S_K'' , y los aportes de los elementos adyacentes, para cortocircuitos trifásicos y monofásicos. Los resultados obtenidos mediante el software del sistema de subtransmisión de la CENTROSUR, para cada una de las simulaciones de cortocircuito se encuentran en el Anexo D.



A continuación se encuentran tabulados únicamente los resultados de los elementos que se ven directamente involucrados en la calibración y coordinación del sistema de protecciones de la central Saymirín y que permitirán realizar la calibración y coordinación de su sistema de protecciones. Las dos primeras tablas corresponden a las corrientes de cortocircuito máximo, mientras que las dos siguientes a las corrientes de cortocircuito mínimas.

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO						
PUNTO DE FALLA				APORTE DE LOS ELEMENTOS CONTIGUOS		
ELEMENTO	S_k''	I_k''	I_p	ELEMENTO	S_k''	I_k''
	MVA	kA	kA		MVA	kA
Terminales del generador SAY 7	152,13	13,942	33,610	Generador SAY 7	23,61	2,164
				Generador SAY 8	23,45	2,149
				Lado baja tensión T SAY V	105,14	9,635
Servicios Auxiliares	3,01	7,893	22,251	Generador SAY 7	0,46	0,043
				Generador SAY 8	0,46	0,043
				Lado baja tensión T SAY V	2,08	0,191
BARRA SAY V	152,91	14,013	34,119	Generador SAY 8	23,59	2,162
				Generador SAY 7	23,59	2,162
				Lado baja tensión T SAY V	105,78	9,694
Barra Say-B3	211,85	50,963	128,142	Generador Say U5	32,33	7,778
				Generador Say U6	27,93	6,719
				Lado alta tensión T SAY V	7,87	0,066
				Línea Saymirín-Corpanche	143,84	1,204
BARRA SAY 69-kV	705,43	5,903	12,553	Lado alta tensión T SAY V	34,28	0,287
				Lado alta tensión T111	46,09	0,386
BARRA CORPANCHE 69-kV	756,89	6,333	13,484	Línea Saymirín-Corpanche	626,31	5,241
				Línea Saymirín-Corpanche	79,60	0,666
BARRA RICAURTE 69-kV	1742,33	14,579	32,827	Línea Corpanche-Ricaurte	678,46	5,677
CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO						
PUNTO DE FALLA				APORTE DE LOS ELEMENTOS CONTIGUOS		
ELEMENTO	S_k''	I_k''	I_p	ELEMENTO	S_k''	I_k''
	MVA	kA	kA		MVA	kA
Terminales del generador SAY 7	4,07	1,120	2,699	Generador SAY 7	0,64	0,177
				Generador SAY 8	0,64	0,176
				Lado baja tensión T SAY V	1,84	0,506



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

BARRA SAY V	4,075	1,120	2,728	Generador SAY 8	0,64	0,176
				Generador SAY 7	0,64	0,176
				Lado baja tensión T SAY V	1,84	0,507
Barra Say-B3	0,063	0,045	0,114	Generador Say U5	0,02	0,012
				Generador Say U6	0,01	0,011
				Lado alta tensión T SAY V	0,00	0,000
				Línea Saymirín-Corpanche	0,03	0,001
BARRA SAY 69-kV	260,966	6,551	13,931	Lado alta tensión T SAY V	36,09	0,906
				Lado alta tensión T111	48,90	1,228
				Línea Saymirín-Corpanche	176,52	4,431
BARRA CORPANCHE 69-kV	261,308	6,559	13,966	Línea Saymirín-Corpanche	76,62	1,923
				Línea Corpanche-Ricaurte	185,15	4,648
BARRA RICAURTE 69-kV	646,586	16,231	36,547	Línea Corpanche-Ricaurte	34,82	0,874

Tabla 4.1. Resultados cortocircuito trifásico y monofásico – Corriente máxima de cortocircuito.

Fuente: Elaboración propia.

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO						
PUNTO DE FALLA				APORTE DE LOS ELEMENTOS CONTIGUOS		
ELEMENTO	S_k'' MVA	I_k'' kA	I_p kA	ELEMENTO	S_k'' MVA	I_k'' kA
Terminales del generador SAY 7	153,97	14,110	34,151	Generador SAY 7	23,61	2,164
				Generador SAY 8	23,45	2,149
				Lado baja tensión T SAY V	106,97	9,803
Servicios Auxiliares	3,01	7,895	22,259	Generador SAY 7	0,46	0,042
				Generador SAY 8	0,46	0,042
				Lado baja tensión T SAY V	2,09	0,192
BARRA SAY V	154,76	14,183	34,679	Generador SAY 8	23,59	2,162
				Generador SAY 7	23,59	2,162
				Lado baja tensión T SAY V	107,63	8,863
Barra Say-B3	215,75	51,901	131,59 2	Generador Say U5	32,33	7,778
				Generador Say U6	27,93	6,719
				Lado alta tensión T SAY V	7,16	0,060
				Línea Saymirín-Corpanche	148,41	1,242
BARRA SAY 69-kV	789,92	6,610	14,384	Lado alta tensión T SAY V	34,28	0,287
				Lado alta tensión T111	46,09	0,386
				Línea Saymirín-Corpanche	710,52	5,945



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

BARRA SAUCAY 69-kV	680,59	5,695	12,411	Lado alta tensión T201	38,46	0,322
				Lado alta tensión T202	40,77	0,341
				Lado alta tensión T203	40,77	0,341
				Línea Saucay-Corpanche	562,38	4,706
BARRA CORPANCHE 69-kV	857,01	7,171	15,680	Línea Saymirín-Corpanche	79,60	0,666
				Línea Saucay-Corpanche	114,21	0,956
				Línea Corpanche-Ricaurte	665,64	5,570
BARRA RICAURTE 69-kV	1758,55	14,714	33,168	Línea Corpanche-Ricaurte	166,20	1,391
CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO						
PUNTO DE FALLA				APORTE DE LOS ELEMENTOS CONTIGUOS		
ELEMENTO	S_{k''}	I_{k''}	I_p	ELEMENTO	S_{k''}	I_{k''}
	MVA	kA	kA		MVA	kA
Terminales del generador SAY 7	4,07	1,120	2,711	Generador SAY 7	0,64	0,176
				Generador SAY 8	0,64	0,176
				Lado baja tensión T SAY V	1,85	0,508
BARRA SAY V	4,077	1,121	2,741	Generador SAY 8	0,64	0,176
				Generador SAY 7	0,64	0,176
				Lado baja tensión T SAY V	1,85	0,509
Barra Say-B3	0,0643	0,045	0,115	Generador Say U5	0,02	0,012
				Generador Say U6	0,01	0,011
				Lado alta tensión T SAY V	0,00	0,000
				Línea Saymirín-Corpanche	0,03	0,001
BARRA SAY 69-kV	297,354	7,464	16,244	Lado alta tensión T SAY V	33,62	0,844
				Lado alta tensión T111	45,16	1,134
				Línea Saymirín-Corpanche	219,25	5,504
BARRA SAUCAY 69-kV	271,353	6,812	14,845	Lado alta tensión T201	32,75	0,822
				Lado alta tensión T202	32,23	0,809
				Lado alta tensión T203	32,23	0,809
				Línea Saucay-Corpanche	174,72	4,386
BARRA CORPANCHE 69-kV	313,743	7,876	17,221	Línea Saymirín-Corpanche	67,19	1,687
				Línea Saucay-Corpanche	57,25	1,437
				Línea Corpanche-Ricaurte	189,99	4,769
BARRA RICAURTE 69-kV	651,653	16,358	36,872	Línea Corpanche-Ricaurte	57,25	1,437

Tabla 4.2. Resultados cortocircuito trifásico y monofásico –Corriente máxima de cortocircuito. (Línea Saucay-Corpanche operativa).

Fuente: Elaboración propia.



CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO						
PUNTO DE FALLA				APORTE DE LOS ELEMENTOS CONTIGUOS		
ELEMENTO	S_k'' MVA	I_k'' kA	I_p kA	ELEMENTO	S_k'' MVA	I_k'' kA
Terminales del generador SAY 7	138,02	12,648	30,105	Generador SAY 7	21,47	1,967
				Generador SAY 8	21,30	1,952
				Lado baja tensión T SAY V	95,34	8,737
Servicios Auxiliares	2,72	7,142	20,162	Generador SAY 7	0,42	0,039
				Generador SAY 8	0,42	0,039
				Lado baja tensión T SAY V	1,88	0,172
BARRA SAY V	138,78	12,718	30,638	Generador SAY 8	21,44	1,965
				Generador SAY 7	21,44	1,965
				Lado baja tensión T SAY V	95,97	8,795
Barra Say-B3	192,39	46,283	115,205	Generador Say U5	29,39	7,071
				Generador Say U6	25,39	6,108
				Lado alta tensión T SAY V	7,25	0,061
				Línea Saymirín-Corpanche	130,55	1,092
BARRA SAY 69-kV	632,28	5,291	10,818	Lado alta tensión T SAY V	31,16	0,261
				Lado alta tensión T111	41,90	0,351
				Línea Saymirín-Corpanche	561,04	4,694
BARRA CORPANCHE 69-kV	678,84	5,680	11,629	Línea Saymirín-Corpanche	72,36	0,605
				Línea Corpanche-Ricaurte	608,17	5,089
BARRA RICAURTE 69-kV	1577,6	13,200	29,086	Línea Corpanche-Ricaurte	67,71	0,567
CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO						
PUNTO DE FALLA				APORTE DE LOS ELEMENTOS CONTIGUOS		
ELEMENTO	S_k'' MVA	I_k'' kA	I_p kA	ELEMENTO	S_k'' MVA	I_k'' kA
Terminales del generador SAY 7	3,701	1,017	2,422	Generador SAY 7	0,58	0,160
				Generador SAY 8	0,58	0,160
				Lado baja tensión T SAY V	1,67	0,459
BARRA SAY V	3,704	1,018	2,453	Generador SAY 8	0,58	0,160
				Generador SAY 7	0,58	0,160
				Lado baja tensión T SAY V	1,67	0,460
Barra Say-B3	0,057	0,041	0,103	Generador Say U5	0,01	0,011
				Generador Say U6	0,01	0,010
				Lado alta tensión T SAY V	0,00	0,000
				Línea Saymirín-Corpanche	0,02	0,001
BARRA SAY 69-	234,587	5,889	12,041	Lado alta tensión T SAY V	32,76	0,822



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

kV				Lado alta tensión T111	44,39	1,114
				Línea Saymirín-Corpanche	158,17	3,971
BARRA CORPANCHE 69-kV	234,724	5,892	12,063	Línea Saymirín-Corpanche	69,52	1,745
				Línea Corpanche-Ricaurte	165,82	4,163
BARRA RICAURTE 69-kV	577,854	14,505	31,961	Línea Corpanche-Ricaurte	31,98	0,803

Tabla 4.3. Resultados cortocircuito trifásico y monofásico – Corriente mínima de cortocircuito.

Fuente: Elaboración propia.

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO						
PUNTO DE FALLA				APORTE DE LOS ELEMENTOS CONTIGUOS		
ELEMENTO	S_k'' MVA	I_k'' kA	I_p kA	ELEMENTO	S_k'' MVA	I_k'' kA
Terminales del generador SAY 7	139,62	12,795	30,605	Generador SAY 7	21,47	1,967
				Generador SAY 8	21,30	1,952
				Lado baja tensión T SAY V	96,93	8,883
Servicios Auxiliares	2,722	7,143	20,134	Generador SAY 7	0,42	0,038
				Generador SAY 8	0,42	0,038
				Lado baja tensión T SAY V	1,89	0,173
BARRA SAY V	140,39	12,866	31,159	Generador SAY 8	21,44	1,965
				Generador SAY 7	21,44	1,965
				Lado baja tensión T SAY V	97,57	8,941
Barra Say-B3	195,761	47,093	118,418	Generador Say U5	23,39	7,071
				Generador Say U6	25,39	6,108
				Lado alta tensión T SAY V	6,62	0,055
				Línea Saymirín-Corpanche	134,49	1,125
BARRA SAY 69-kV	704,71	5,897	12,396	Lado alta tensión T SAY V	31,16	0,261
				Lado alta tensión T111	41,90	0,351
				Línea Saymirín-Corpanche	633,07	5,297
BARRA SAUCAY 69-kV	603,84	5,053	10,630	Lado alta tensión T201	34,96	0,293
				Lado alta tensión T202	33,53	0,281
				Lado alta tensión T203	33,53	0,281
				Línea Saucay-Corpanche	504,24	4,219
BARRA CORPANCHE 69-KV	764,66	6,398	13,528	Línea Saymirín-Corpanche	72,36	0,605
				Línea Saucay-Corpanche	97,39	0,815
				Línea Corpanche-Ricaurte	598,31	5,006
BARRA	1596,47	13,358	29,499	Línea Corpanche-Ricaurte	146,15	1,223



RICAURTE 69-Kv						
CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO						
PUNTO DE FALLA				APORTE DE LOS ELEMENTOS CONTIGUOS		
ELEMENTO	S_k''	I_k''	I_p	ELEMENTO	S_k''	I_k''
	MVA	kA	kA		MVA	kA
Terminales del generador SAY 7	3,703	1,018	2,435	Generador SAY 7	0,58	0,159
				Generador SAY 8	0,58	0,159
				Lado baja tensión T SAY V	1,68	0,462
BARRA SAY V	3,706	1,019	2,467	Generador SAY 8	0,58	0,159
				Generador SAY 7	0,58	0,159
				Lado baja tensión T SAY V	1,68	0,463
Barra Say-B3	0,057	0,041	0,104	Generador Say U5	0,01	0,011
				Generador Say U6	0,01	0,010
				Lado alta tensión T SAY V	0,00	0,000
				Línea Saymirín-Corpanche	0,02	0,001
BARRA SAY 69-kV	266,071	6,679	14,041	Lado alta tensión T SAY V	30,53	0,766
				Lado alta tensión T111	41,01	1,029
				Línea Saymirín-Corpanche	195,45	4,906
BARRA SAUCAY 69-kV	240,02	6,025	12,676	Lado alta tensión T201	30,30	0,761
				Lado alta tensión T202	27,04	0,679
				Lado alta tensión T203	27,04	0,679
				Línea Saucay-Corpanche	156,41	3,926
BARRA CORPANCHE 69-kV	280,440	7,040	14,884	Línea Saymirín-Corpanche	61,04	1,532
				Línea Saucay-Corpanche	49,78	1,250
				Línea Corpanche-Ricaurte	170,53	4,281
BARRA RICAURTE 69-kV	583,660	14,651	32,354	Línea Corpanche-Ricaurte	51,12	1,283

Tabla 4.4. Resultados cortocircuito trifásico y monofásico – Corriente mínima de cortocircuito. (Línea Saucay-Corpanche operativa).

Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a las tablas 4.1 y 4.2 que corresponden a un escenario de demanda máxima para el cálculo de las corrientes máximas de cortocircuito; cuando se energiza la línea Saucay-Corpanche se puede observar el leve incremento en las corrientes de falla al interior de la central Saymirín, mientras que para los puntos exteriores el incremento de las corrientes es muy notorio.

Esta circunstancia se debe a que la energización de la línea Saucay-Corpanche constituye una fuente extra de alimentación a los puntos de falla,



por tal motivo cuando se configuren los dispositivos de protección de la central, deben ser consideradas estas corrientes.

En los puntos de falla y de aporte hacia las barras SAY 69-kV, Corpanche 69-kV y Ricaurte 69-kV, la magnitud de las corrientes producidas por un cortocircuito monofásico supera a las producidas por un cortocircuito trifásico (celdas subrayadas en color amarillo), por tal motivo para las condiciones de diseño deben ser también consideradas estas corrientes de falla.

Con respecto a las tablas 4.2 y 4.3 que corresponden a un escenario de demanda mínima para el cálculo de las corrientes mínimas de cortocircuito, se puede observar que el sistema presenta el mismo comportamiento cuando se energiza la línea Saucay-Corpanche, es decir se produce un incremento en los aportes de las corrientes de falla en los distintos puntos donde se realizaron los cortocircuitos.

En este caso deben seleccionarse las corrientes mínimas de cortocircuito, las cuales como se mencionó anteriormente sirven para realizar la verificación del diseño del sistema de protecciones.

La respuesta del sistema ante cortocircuitos monofásicos produce menores corrientes con respecto a los trifásicos, excepto en las barras SAY 69-kV, Corpanche 69-kV y Ricaurte 69-kV (celdas subrayadas en color plomo). Por tal motivo, al realizar la verificación del diseño del sistema de protecciones deben considerarse éstas corrientes.



5 DEFINICIÓN DE FUNCIONES A SER UTILIZADAS EN LOS RELÉS INSTALADOS EN LA CENTRAL SAYMIRÍN.

5.1 INTRODUCCIÓN.

La incorporación de los relés digitales para la protección de los sistemas de potencia ha permitido optimizar la actuación de las funciones de protección, con lo cual se ha logrado alcanzar altos índices de confiabilidad del sistema protegido.

La lógica digital permite incorporar en un solo dispositivo las múltiples funciones de protección, permitiendo de esta manera la protección integral de un elemento a partir de un único relé, con lo que también se consigue gran ahorro de espacio y se facilita la coordinación de las protecciones redundantes.

Estos dispositivos utilizan sistemas digitales microprocesados para la recepción y análisis de las señales provenientes de los TCs y TPs, y para el envío de las señales de control. Lo cual permite mejorar la velocidad de respuesta del sistema de protecciones al dejar que los tiempos de despeje de fallas estén sujetos básicamente a la velocidad de respuesta de los interruptores de potencia.

La versatilidad de los relés digitales se debe a su capacidad de incorporar funciones adicionales a las de protección, como una interfaz humano-máquina (HMI), funciones de monitoreo, control y registro; y que conjuntamente con sus sistemas de comunicación, les permiten integrarse fácilmente a sistemas SCADA de forma local y remota.

En este capítulo se define el esquema del sistema de protecciones a utilizar en Saymirín V, y que abarca la protección del generador, transformador de potencia, barras colectoras y línea de transmisión.

5.2 PROTECCIÓN DEL GENERADOR.

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, la condición más importante que debe cumplir todo sistema eléctrico de potencia es mantener el balance entre la energía consumida y la energía generada, independientemente de las condiciones anormales y perturbaciones que pueden afectar el normal funcionamiento del sistema.

De tal premisa, se puede comprender fácilmente porque los grupos de generación eléctrica pueden ser considerados como los elementos más importantes dentro de un sistema eléctrico.



En un sistema eléctrico se tienen interconectados grupos de generación de diversas características y potencias. Además, los generadores en su mayoría tienen un costo elevado, en comparación con el resto de elementos de potencia.

La complejidad en el diseño del sistema de protecciones del generador depende en gran medida la importancia de la central para el sistema eléctrico, de su potencia nominal y su costo.

Los generadores a diferencia de otros elementos que conforman un sistema eléctrico, deben ser protegidos no solo contra cortocircuitos, sino también contra las perturbaciones que se producen en la red, porque dependiendo de su naturaleza pueden provocar graves daños en su integridad e incluso su completa destrucción.

El generador debe mantenerse siempre en línea, aunque en ciertas ocasiones y dependiendo de la naturaleza de las fallas conviene aislarlo de la red, porque es preferible perder la estabilidad del sistema a dañar las unidades de generación, debido a que los periodos de reparación son largos y costosos.

A cargo de la operación de las centrales se tiene personal muy capacitado que en ciertas ocasiones pueden intervenir ante el acontecimiento de una falla. Sin embargo, existen fallas con efectos tan rápidos que limitan la capacidad de actuación de los operadores. Por lo tanto, es esencial contar con sistemas inteligentes automáticos de protección que actúen instantáneamente.

Los modernos sistemas de protección multifunción brindan la facilidad de integrar funciones de protección, supervisión y control sobre las unidades de generación. Lo cual implica la detección confiable de condiciones anormales en el generador, el aislamiento de fallas y en caso de ser necesario su inmediata desconexión de la red.

El incremento del número de funciones utilizadas para proteger al generador, no mejora la confiabilidad de su sistema de protecciones, por el contrario aumenta la probabilidad de salidas no deseadas, lo cual significa un costo considerable por puesta fuera de servicio. Por tal motivo, independientemente de los modernos sistemas de protección, la experiencia tiene un valor muy importante al momento de diseñar tales sistemas.

Con el objetivo de clasificar las fallas y las condiciones de operación anormal que deben ser analizadas para realizar el diseño del sistema de protecciones del generador, se ha optado por seleccionar tres grupos en los cuales pueden producirse estos eventos. Los grupos son:

- Fallas en el generador.

- Fallas en los servicios auxiliares.
- Fallas en la turbina hidráulica.

El diseño del sistema de protección del generador depende también de la forma en la cual se encuentra conectado al sistema de potencia.

Para el caso de Saymirín V, los terminales de las dos unidades se conectan a la barra de 6.3 kV, y por medio de un transformador su tensión es elevada para conectarse a la barra de 69 kV de la central, en donde también está conectado el transformador de las fases III y IV. De esta barra parte la línea por la que se inyecta potencia a las redes de la CENTROSUR, como se observa en la figura 5.1.

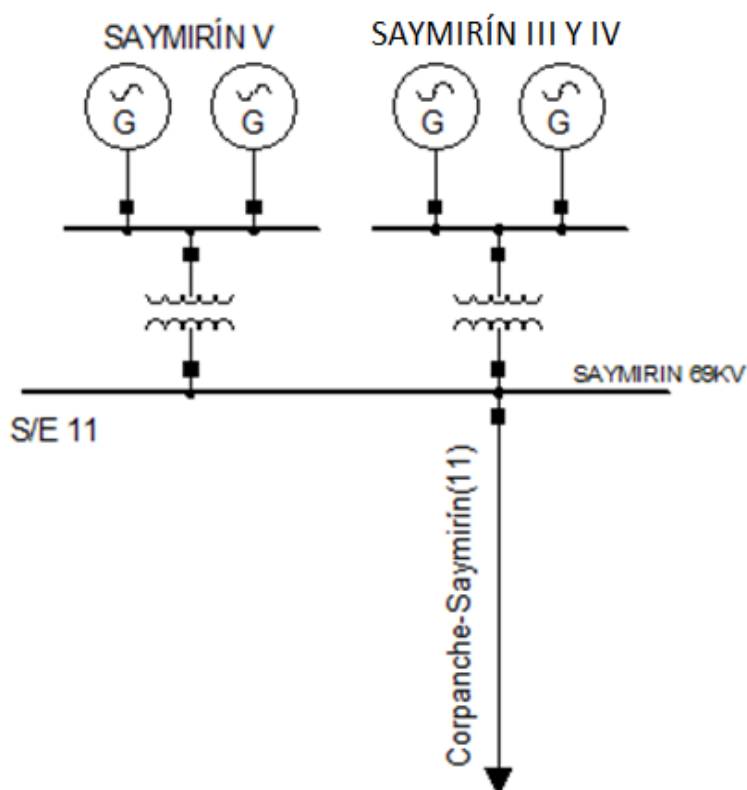


Figura 5.1. Conexión de las unidades de Saymirín V.

Fuente: Elaboración propia.

Las unidades de Saymirín V son máquinas hidráulicas, por tal motivo en este capítulo se analizan las fallas para este tipo de generadores. Aunque debe considerarse que en gran medida las fallas y efectos provocados por éstas, son muy parecidas para otro tipo de unidades generadoras.

Es importante tener en cuenta que a continuación son analizadas únicamente las fallas que afectan al generador y a los servicios auxiliares, debido a que en su mayoría son de origen eléctrico y pueden ser detectadas por medio de relés



digitales. Contrario a esto, las fallas que afectan a la turbina son en su mayoría de origen mecánico, por lo cual es necesario utilizar otro tipo de elementos para detectar este tipo de fallas.

5.2.1 FALLAS EN EL GENERADOR.

El generador se encuentra sujeto a la mayor cantidad de fallas y de condiciones de operación anormal en comparación a cualquier otro elemento dentro del sistema eléctrico. Por tal razón, al diseñar su sistema de protecciones debe considerarse todas aquellas posibles condiciones anormales eléctricas, mecánicas y térmicas que pueden provocar daño en su integridad.

Para diseñar su sistema de protecciones es importante no solo considerar las fallas y condiciones anormales que se producen internamente en esta máquina, sino todas aquellas perturbaciones que se presentan en la red externa y cuyos efectos pueden dañar a las unidades de generación.

Dependiendo del tipo de falla y su efecto sobre el generador, en ciertas ocasiones es necesario su inmediata desconexión, mientras que para otro tipo de fallas es necesario emitir una alarma de aviso y permitir que la máquina siga en operación durante un determinado tiempo, con el objetivo de intentar despejar la falla mientras continua la unidad en servicio.

Generalmente las fallas que conllevan a una desconexión inmediata son aquellas que involucran la pérdida del aislamiento de la máquina. Mientras que aquellas fallas que provocan una condición de operación anormal del generador están sujetas a un rápido análisis antes de optar por desconectarlo.

El generador está sujeto básicamente a dos tipos de fallas que pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

1. Fallas internas dentro de la zona del generador.
2. Fallas externas en el sistema eléctrico y condiciones anormales de operación.

Los tipos de fallas internas que se originan en los devanados del generador son:

- Cortocircuito entre fases de los devanados del estator.
- Cortocircuito entre fase y tierra de los devanados del estator.
- Cortocircuito entre espiras de los devanados de la misma fase en el estator.
- Cortocircuito del devanado de campo a tierra.



Las condiciones anormales de funcionamiento y las fallas externas en el sistema eléctrico a las cuales está sujeto el generador y que deben ser consideradas al momento de diseñar su sistema de protecciones son:

- Secuencia negativa o desbalance de carga.
- Frecuencia anormal: sobrefrecuencia y bajafrecuencia.
- Pérdida de excitación.
- Sobreexcitación.
- Potencia inversa (Pérdida del primo motor).
- Deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo.
- Sobretenensión y bajatenensión.
- Energización inadvertida.
- Falla del interruptor principal.
- Pérdida de las señales de tensión de los TPs.

5.2.1.1 CORTOCIRCUITOS EN EL GENERADOR.

Cuando se produce un cortocircuito, el propio generador se constituye en una fuente que alimenta a la falla, debido a que sigue girando impulsado por su turbina y el circuito de campo continúa siendo alimentado por su fuente excitatriz.

En caso de que el generador sea desconectado del sistema, se suspenda la alimentación al circuito de campo y se cierren las válvulas que impiden el paso de agua hacia la turbina, sigue existiendo una corriente de alta magnitud por varios segundos.

Esto se debe a que al abrir el interruptor principal únicamente se evita la contribución a la falla por parte del sistema exterior, debido a que la contribución del propio generador no puede eliminarse instantáneamente porque la energía aún permanece almacenada en sus campos magnéticos.

Un cortocircuito en los devanados de la armadura del generador se considera como una de las fallas más perjudiciales, debido a que las altas corrientes que circulan en los devanados provocan graves y costosos daños, que incluso pueden llegar a destruir completamente a la máquina en tiempos muy cortos.

5.2.1.1.1 CORTOCIRCUITO ENTRE FASES DE LOS DEVANADOS DEL ESTATOR.

Este tipo de falla no se produce comúnmente, debido a las altas técnicas de aislamiento con las que se cuenta hoy en día. Sin embargo, debe ser considerada para el diseño del sistema de protecciones. Cuando se produce un cortocircuito de este tipo, se generan corrientes de muy alta magnitud y muy

dañinas, que pueden ocasionar el daño parcial o la completa destrucción del generador dependiendo del tiempo que circulen a través de sus devanados de armadura.

En la figura 5.2 se puede observar el esquema de un diagrama unifilar de un cortocircuito entre fases del generador.

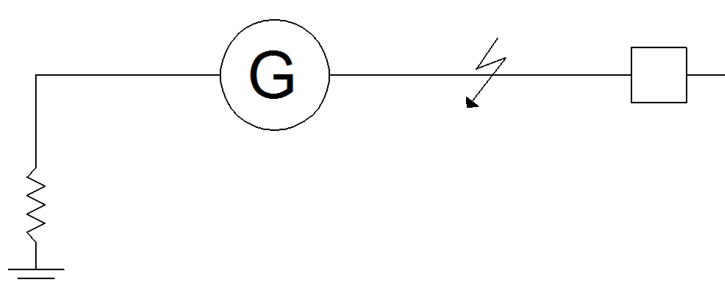


Figura 5.2. Diagrama unifilar de un cortocircuito entre fases del generador.

Fuente: Elaboración propia.

Un cortocircuito entre fases se produce al perder el aislamiento entre los devanados de diferentes fases. Esta pérdida de aislamiento puede presentarse debido a las siguientes causas:

- Sobretensiones de origen interno y externo.
- Sustitución inadecuada de materiales.
- Mantenimiento inadecuado.
- Envejecimiento.
- Sobrecalentamiento debido a la prolongada condición de carga desbalanceada, o al daño en el sistema de enfriamiento.
- Ambiente corrosivo y contaminación.
- Efectos mecánicos como deformaciones, roturas y desplazamientos.
- Falla previa de fase a tierra en uno de los devanados de fase del estator.

En la mayoría de los casos se produce esta falla en terminales de generación porque los conductores de fase se encuentran más próximos, o en ranuras del estator de ciertos generadores en donde se tienen dos o más fases por cada ranura.

Entre los principales efectos que puede causar este tipo de cortocircuito se encuentran:

- Caída brusca de tensión en las fases involucradas y sobretensiones en el resto de fases.



- Esfuerzos electrodinámicos que pueden provocar roturas y desplazamientos bruscos, y dar como resultado la producción de nuevas fallas.
- Daños en el núcleo del estator y en el aislamiento de la máquina.
- Destrucción de las láminas del estator en el punto del cortocircuito.
- Sobre calentamiento en el estator.
- Calentamiento de los conductores y destrucción parcial o total de los mismos.
- Esfuerzos térmicos y dinámicos de torsión en el rotor.
- Explosiones e incendios.

El efecto inmediato cuando ocurre esta falla es la producción de corrientes de alta magnitud (debido a que se encuentran limitadas únicamente por la impedancia del generador y por la del circuito hasta el punto de falla), y variaciones de tensión, con caídas en las fases involucradas y eventuales elevaciones en las otras fases.

La corriente de falla depende de la distancia a la cual se produce con respecto al neutro del generador, es decir que entre más cercana al neutro, menor es su magnitud. Los daños que provoca esta falla están directamente relacionados con su magnitud y el tiempo por el cual circulen a través de los devanados de fase.

Para limitar los daños que puede provocar este tipo de cortocircuito no solo al generador fallado, sino para la estabilidad de los generadores más cercanos, es importante su pronta detección y su inmediata eliminación.

5.2.1.1.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87.

Para la detección y eliminación de este tipo de cortocircuito, se emplea como protección principal, la protección diferencial longitudinal; la cual utiliza un relé diferencial de alta impedancia y de alta rapidez.

Su principio de operación se basa en la comparación de las corrientes que circulan en cada una de las fases en el extremo del neutro y en el extremo de los terminales de generación.

La característica más importante de este tipo de protección es su rápida detección y actuación para despejar la falla. La disposición de los TCs y del relé diferencial se puede observar en la figura 5.3.

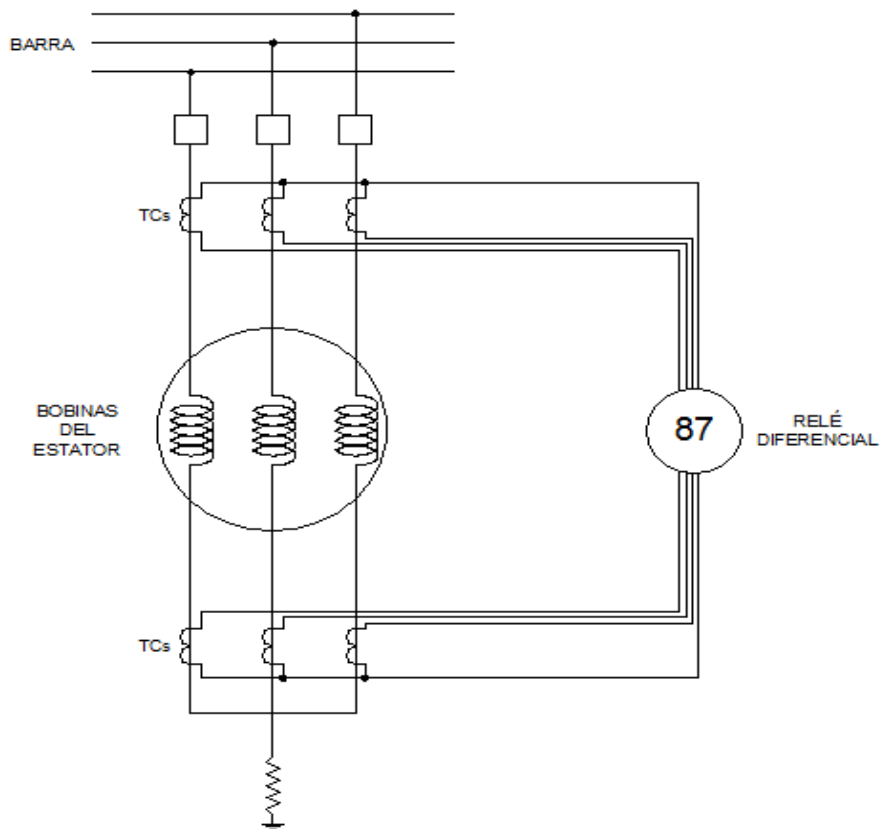


Figura 5.3. Protección diferencial 87.

Fuente: The Art & Science of protective Relaying. Russell Mason.

En condiciones normales de operación las corrientes que circulan a través de los TCs en ambos extremos son iguales. Mientras que al producirse un cortocircuito dentro de la zona donde se ubican los TCs, el relé detecta un desbalance en las corrientes y por lo tanto procede inmediatamente a actuar para despejar la falla.

Este tipo de protección es inherentemente selectiva puesto que solo brinda protección en caso de que se produzca un cortocircuito en la zona donde se encuentran ubicados los TCs.

Debido al principio utilizado para detectar las fallas en base a la comparación de corrientes, la protección diferencial brinda soporte para detectar y despejar fallas trifásicas, fase-fase, doble fase a tierra, y dependiendo del tipo de aterramiento que tenga el generador puede detectar fallas de fase a tierra del devanado del estator.

La protección diferencial tiene la capacidad de detectar fallas de fase a tierra, cuando el generador se encuentra sólidamente aterrizado, o cuando se utiliza una puesta a tierra de baja impedancia; ya que en caso de tener una alta impedancia, la corriente que circula es demasiado pequeña y no puede ser detectada debido a la sensibilidad del relé.

Esta protección tampoco puede detectar cortocircuitos entre espiras de la misma fase, debido a que las corrientes que circulan por los TCs que se ubican en el extremo del neutro y en los terminales del generador son las mismas.

En ciertas ocasiones las corrientes diferenciales pueden ser mayores al umbral de actuación del relé, es decir se pueden producir errores de medida y por lo tanto originar el disparo innecesario de la unidad. Esto se produce debido a las características constructivas de los TCs y a la saturación que sufren cuando por sus devanados primarios circulan corrientes de alta magnitud.

Para evitar este inconveniente se utilizan relés diferenciales de pendiente porcentual, los cuales toleran mayores errores en la diferencia de las corrientes suministradas por los TCs. Este tipo de protección brinda mayor sensibilidad para fallas producidas dentro de la ubicación de los TCs, al utilizar una corriente de restricción que impide la actuación innecesaria del relé. En la figura 5.4 se puede observar un arreglo de este tipo.

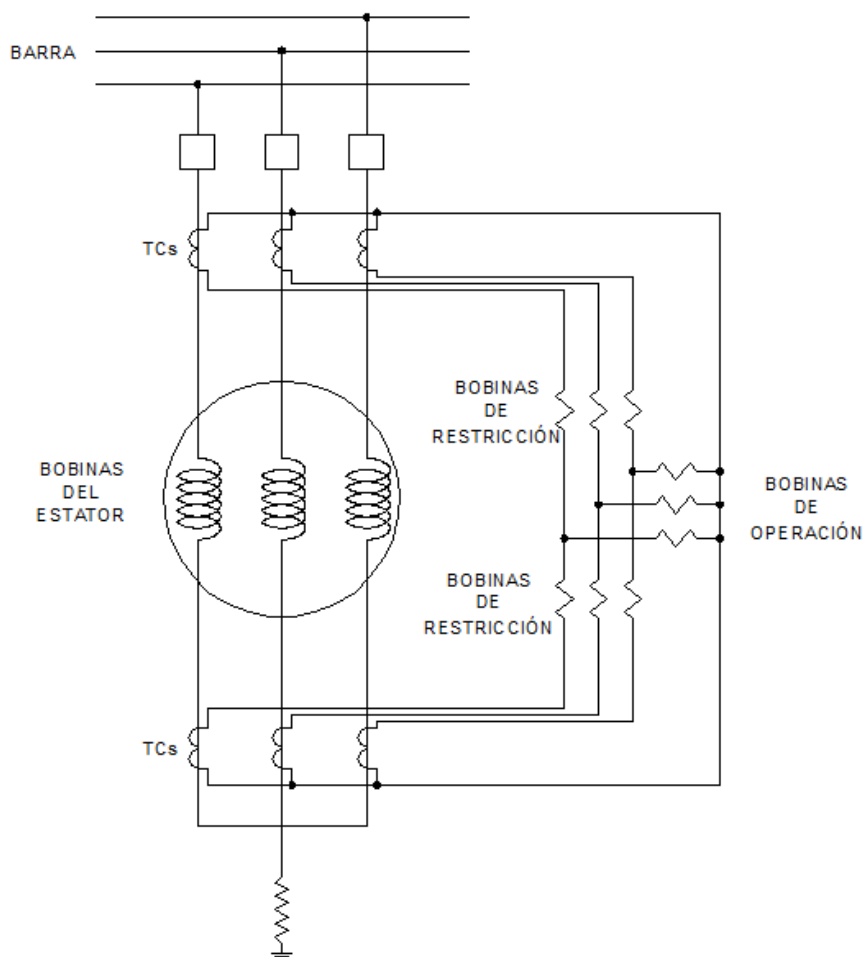


Figura 5.4. Protección diferencial porcentual 87.

Fuente: The Art & Science of protective Relaying. Russell Mason.

Las bobinas de restricción tienden a producir un par opuesto al par ejercido por la bobina de operación, con lo cual se tiende a frenar la actuación del relé. Para calibrar la pendiente de actuación del relé se tiene dos valores de corriente, uno de operación I_o y uno de restricción I_R , los cuales están dados respectivamente por:

$$I_o = I_1 - I_2 \quad [5.1]$$

$$I_R = \frac{I_1 + I_2}{2} \quad [5.2]$$

Cuyo ajuste de la pendiente se realiza por medio de la siguiente expresión:

$$\frac{I_o}{I_R} \% \quad [5.3]$$

La expresión 5.3 proporciona la pendiente de actuación del relé. Con los modernos relés digitales se pueden establecer teóricamente pendientes que van del 1% al 100 %.

La actuación del relé se establece cuando el punto de operación se encuentra por encima de la pendiente. Debido a que la pérdida de sensibilidad crece conforme aumenta la corriente que atraviesa el primario de los TCs, se puede establecer zonas de actuación con más de una pendiente. En la figura 5.5 se puede observar las zonas de actuación del relé diferencial.

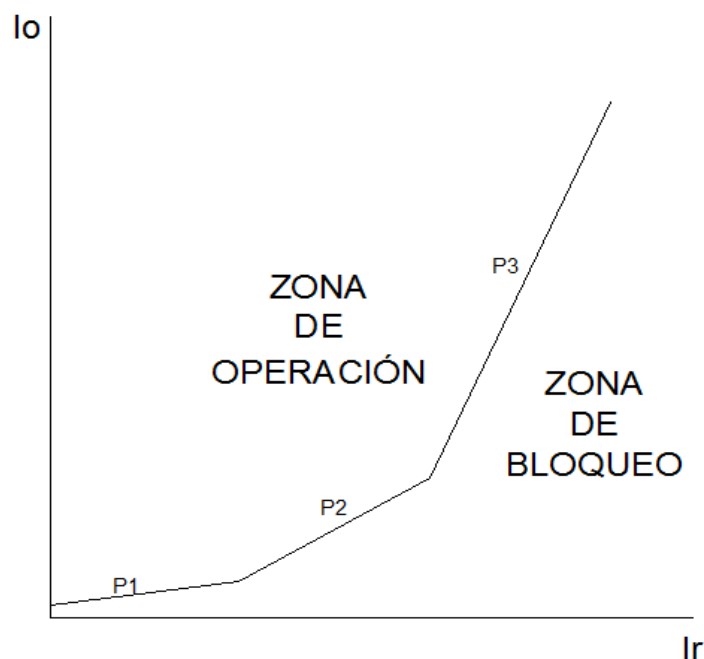


Figura 5.5. Zonas de actuación del relé diferencial de porcentaje.

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection.

5.2.1.1.2 CORTOCIRCUITO ENTRE FASE Y TIERRA DE LOS DEVANADOS DEL ESTATOR.

De todas las posibles fallas que involucran la pérdida de aislamiento o algún daño físico en los devanados de fase del generador, se considera que este tipo de cortocircuito es el que más comúnmente ocurre y el que genera la mayor cantidad de salidas de servicio de las unidades.

Esta falla se produce por la ruptura del aislamiento entre una de las fases del estator y tierra. La corriente que circula en la fase fallada está limitada únicamente por la impedancia de puesta a tierra y por la impedancia al punto de falla, por lo cual el tipo de conexión a tierra que tenga el neutro del generador, establece la magnitud de esta corriente.

Este tipo de falla involucra el contacto directo con las laminaciones de las ranuras en el núcleo del estator, y en caso de llegar a producirse, puede incluso llegar a fundirlas, provocando entonces largos y costosos periodos de reparación. En la figura 5.6 se puede observar el esquema de un cortocircuito de falla a tierra en el estator.

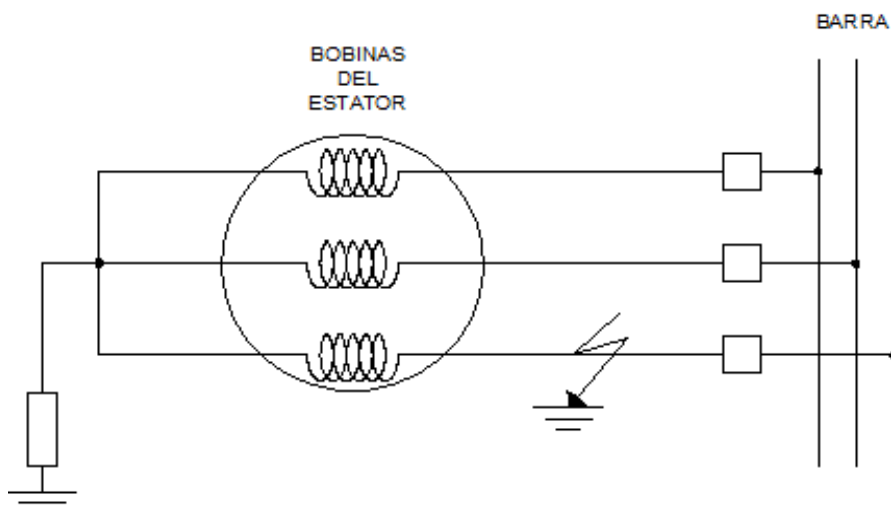


Figura 5.6. Cortocircuito fase-tierra en el estator.

Fuente: Elaboración propia.

Para limitar la magnitud de la corriente de falla a tierra, las sobretensiones transitorias, el sobrecalentamiento del núcleo del estator, los esfuerzos mecánicos producidos por fallas en el sistema externo, proveer un camino de conducción a tierra para cargas estáticas y proporcionar un medio de detección para esta falla, el neutro del generador comúnmente se lo pone a tierra.



Existen tres métodos mediante los cuales se realiza este procedimiento: el primero y segundo se realizan a través de una resistencia o una reactancia de alto o bajo valor, conectado entre el neutro del generador y tierra. El tercer método utiliza un transformador de distribución cuyo primario está conectado entre el neutro y tierra, mientras que en su secundario se encuentra conectada una resistencia o una reactancia.

Por lo general, independientemente del tipo de puesta a tierra, se utiliza una alta impedancia preferiblemente para limitar las corrientes de falla a valores muy pequeños.

La corriente que circula por el neutro cuando el generador se encuentra conectado a tierra, recibe el nombre de corriente residual. Cuando las corrientes de fase son descompuestas utilizando las componentes de secuencia, la corriente residual resulta ser igual a tres veces la corriente de secuencia cero que circula por cada fase.

En caso de que el generador no se encuentre aterrizado y se produzca un cortocircuito de este tipo, la corriente de falla a tierra es despreciable, pero las tensiones en las fases que no se encuentran en contacto a tierra, se dispararán, provocando así la destrucción del aislamiento del generador.

Entre las principales causas que pueden provocar un cortocircuito de este tipo se tienen:

- Sobretensiones de origen interno y externo.
- Sustitución inadecuada de materiales.
- Mantenimiento inadecuado.
- Esfuerzos térmicos y mecánicos destructivos.
- Envejecimiento.
- Sobrecalentamiento debido a la prolongada condición de carga desbalanceada, o al daño en el sistema de enfriamiento.
- Ambiente corrosivo y contaminación.
- Efectos mecánicos como deformaciones, roturas y desplazamientos.
- Falla previa entre fases de los devanados del estator.
- Las fallas cercanas al punto estrella del neutro, se pueden producir debido a daños mecánicos como corrimiento de conductores o aflojamiento de tornillos.

Los principales efectos que puede causar este tipo de cortocircuito son:

- Daño o destrucción de las láminas del estator y de su aislamiento.
- Sobrecalentamiento en el estator.
- Fusión de los conductores involucrados.



- Incendios y explosiones.
- Falla de fase en los devanados del estator.
- Falla entre espiras de los devanados de una misma fase en el estator.
- Desplazamiento de la tensión del neutro.
- Sobrecorrientes.
- Sobretensiones.
- Descargas eléctricas al personal debido a las corrientes circulantes de falla a tierra.
- Calentamiento o destrucción del apantallado de los conductores.
- Calentamiento de los circuitos magnéticos.

Mientras más cercana se origina esta falla con respecto neutro del generador, menor es la tensión que produce la corriente de falla a tierra. Es decir, la tensión es proporcional al número de espiras entre fase y neutro, al punto de falla.

Las probabilidades de que ocurra este cortocircuito en un porcentaje del 5 al 10% en los devanados de fase vistos desde el punto neutro son muy bajas, y es práctica común en especial para pequeños generadores como son las unidades de Saymirín V, utilizar esquemas de protección que cubran un porcentaje del 90 al 95% del total de los devanados de fase.

En grandes generadores cuya salida de servicio involucre una grave afección para la estabilidad del sistema, es necesario contar con sistemas de protección que tengan la capacidad de supervisar este tipo de falla en el 100% de los devanados del estator, debido a que si no se despeja oportunamente provocaría la destrucción del generador y el colapso de la red.

Una característica muy importante con la que debe contar la protección para este tipo de cortocircuitos, es que debe ser insensible a las perturbaciones y a las fallas que involucren el contacto a tierra en el sistema exterior. Además la protección utilizada para este tipo de falla es complementaria a la protección diferencial longitudinal.

Las dos unidades de Saymirín V se encuentran puestas a tierra por medio de una resistencia, cuya magnitud debe permitir la circulación de una corriente suficiente para que los sistemas de protección la detecten. Debido a la característica de estas unidades, se analiza únicamente el tipo de protección para este tipo de configuración.

5.2.1.1.2.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 50/51N.

Este método de protección utiliza un TC cuyo primario se encuentra conectado en el neutro del generador y su secundario alimenta un relé de sobrecorriente

(50/51N) de tiempo instantáneo cuando la corriente de falla a tierra es muy elevada y de tiempo temporizado cuando la corriente toma valores inferiores, para que de forma selectiva e inmediata se despeje el cortocircuito.

Este tipo de protección es comúnmente utilizado en generadores de baja potencia que se encuentran conectados directamente a una barra sin un transformador de unidad. Brinda protección para aproximadamente el 90 - 95% de los devanados de fase. Su principal inconveniente es que el método utilizado para detectar y despejar el cortocircuito no permite su localización.

El TC utilizado para alimentar al relé de sobrecorriente debe ser dimensionado de tal manera que la corriente de falla limitada por la resistencia de puesta a tierra, no cause en este elemento el efecto de saturación. En la figura 5.7 se puede observar la disposición de este tipo de protección.

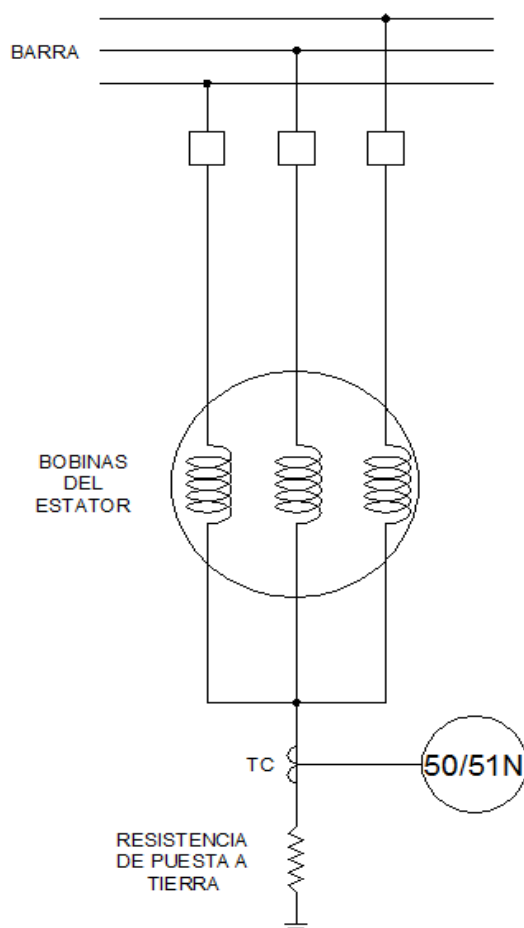


Figura 5.7. Protección de sobrecorriente 50/51N contra fallas a tierra de los devanados del estator.

Fuente: Power Systems Relaying. Third Edition. Horowitz, Phadke.

5.2.1.1.2.2 PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN EN EL NEUTRO 59N.

En condiciones normales de operación cada una de las tensiones de fase del generador están equilibradas y su suma vectorial será siempre cero. Cuando se produce una falla de fase a tierra, circula una corriente por el neutro del generador a través de la resistencia de puesta a tierra, lo cual ocasiona un desequilibrio en las tensiones de fase.

Esta corriente a tierra provoca una tensión a través de la resistencia conectada en el neutro del generador, por lo cual para este tipo de protección se utiliza un relé de sobretensión 59N para detectar y aislar la falla.

En la figura 5.8 se puede observar la disposición de esta configuración de protección.

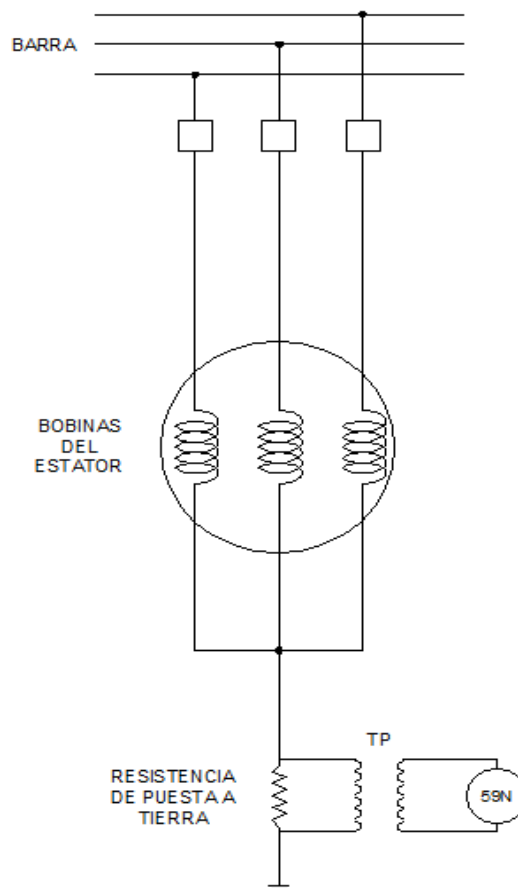


Figura 5.8. Protección de sobretensión 59N contra fallas a tierra de los devanados del estator.

Fuente: Power System Protection. Anderson P.M.

La configuración de la protección consta de un TP, cuyo primario se encuentra conectado en paralelo a la resistencia de puesta a tierra y en su secundario se

conecta el relé de sobretensión 59N. De igual manera que la protección de sobrecorriente de neutro, la protección de sobretensión brinda protección para aproximadamente el 90 - 95% de los devanados del estator y cuenta también con el inconveniente de que no brinda la opción de localizar la falla.

Las dos unidades de Saymirín V, se encuentran conectadas en paralelo a la barra de 6.3 kV y ambas utilizan un sistema de puesta a tierra a través de una resistencia. Lo cual provoca que cuando las dos unidades se encuentren en línea, y ocurra una falla de este tipo en una de ellas, circule una corriente por el neutro de ambos generadores.

Por lo tanto, si se utilizan los métodos de protección antes mencionados, se debe producir el disparo de ambas unidades, lo cual va en contra del principio básico de selectividad utilizada en todo sistema de protecciones. En la figura 5.9 se puede observar el efecto provocado en las corrientes del neutro del generador cuando se produce la falla a tierra en una de las unidades.

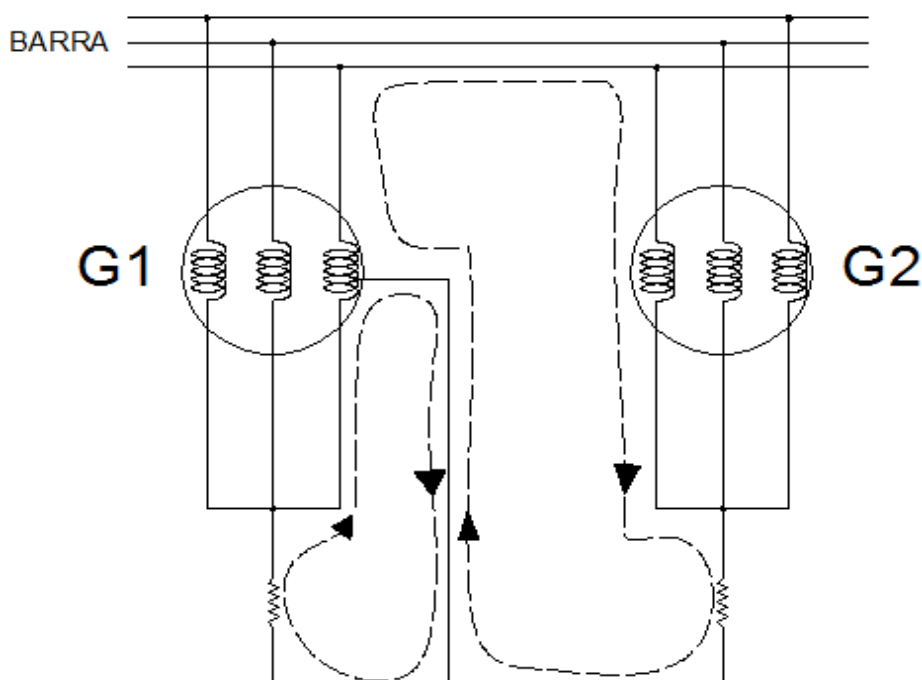


Figura 5.9. Orientación de las corrientes en los neutros de los generadores cuando se produce una falla a tierra.

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la figura 5.9, al producirse una falla a tierra en una de las fases del estator de una de las unidades, circula una corriente por la resistencia de puesta a tierra de ambas unidades.

Por lo cual, al utilizar la protección 50/51N o 59N ambas unidades deben ser disparadas. Es importante observar que las corrientes en los neutros circulan



en sentido contrario, por lo cual es necesario utilizar una protección que pueda discriminar el sentido de la corriente de falla con el objetivo de disparar la únicamente la unidad fallada.

De tal forma que en este tipo de conexión en paralelo de las unidades, cuando ambas están puestas a tierra, se recomienda utilizar una protección direccional de sobrecorriente, la cual permite discernir cuál de las unidades ha fallado, con el objetivo de sacar de línea únicamente esa unidad. A continuación se describe este tipo de protección.

5.2.1.1.2.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL 67N.

Al tener generadores o transformadores conectados en paralelo, es decir cuando se tiene el neutro puesto a tierra en varios puntos, la protección de sobrecorriente debe ser complementada por medio del criterio de direccionalidad para brindar selectividad al sistema de protecciones, de tal manera que pueda aislarse únicamente al elemento fallado.

El principio de operación de esta protección se fundamenta en detectar la orientación del sentido de una sobrecorriente. Es decir, al producirse una corriente de falla a tierra, el relé analiza su magnitud y orientación; y sólo en caso de que la magnitud de la corriente sea mayor a un valor configurado y tenga la misma dirección de la orientación ajustada, el relé debe actuar.

Es necesario utilizar una magnitud eléctrica, que puede ser la corriente o la tensión como magnitud de referencia de polarización, la cual siempre debe mantener su polaridad sin importar la dirección del flujo de corriente que se va a medir, mientras que la corriente residual debe actuar como magnitud de operación.

Por lo general, se utiliza a la tensión residual como magnitud de referencia, debido a que el sentido de la corriente se puede detectar por medio del desfase que existe entre la tensión residual y la corriente residual.

En caso de que la tensión residual no se encuentre en fase con el eje característico de operación del relé, es necesario utilizar el criterio del ángulo característico para ponerlos en fase. El ángulo característico es el ángulo que adelanta la corriente residual a la tensión residual.

La selección de este ángulo se realiza de tal forma que toda falla que se produzca en la dirección de detección seleccionada debe provocar una corriente que se encuentre dentro de la zona de actuación del relé, y que toda falla que se produzca en dirección opuesta a la seleccionada, debe producir una corriente fuera de esta zona de actuación.

En la figura 5.10 se puede observar el diagrama de operación de la protección direccional 67N.

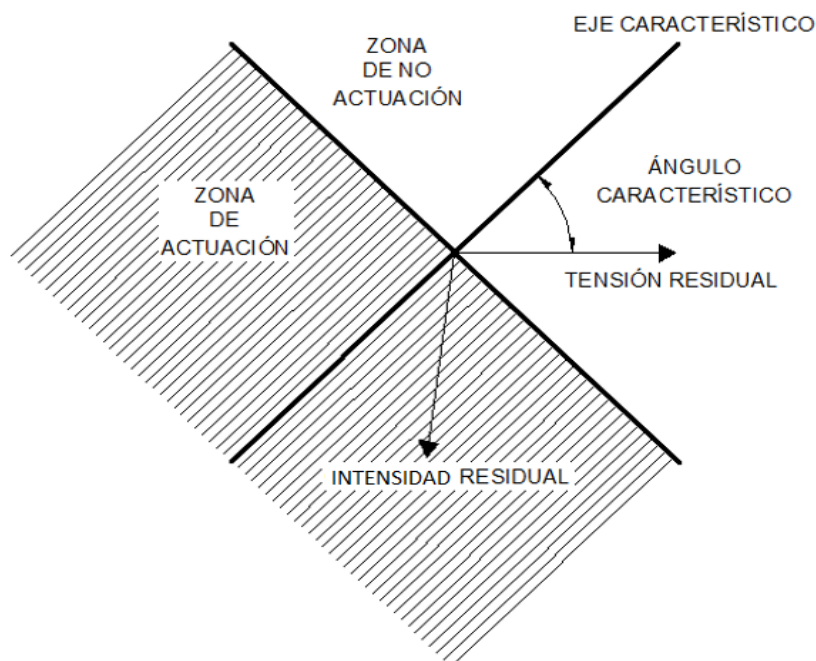


Figura 5.10. Zonas de actuación de la protección de sobrecorriente direccional 67N.

Fuente: SIPROTEC Numerical Protection Relays. SIEMENS.

Para el caso de Saymirín V, en el caso de producirse un desbalance de carga, también debe circular una corriente por el neutro de ambos generadores. Esto se debe a que el modelo de secuencia negativa del transformador de potencia tiene una conexión a tierra porque es del tipo no acorazado. La magnitud de esta corriente depende de la elección del valor de la resistencia de puesta a tierra seleccionada.

Lo cual involucra que puede cometerse un error por parte de la protección, puesto que si se produce una falla a tierra muy cercana al punto estrella del punto neutro del generador, la corriente que circula por el neutro es comparable con la corriente que circula en caso de un desbalance de carga.

La protección direccional de sobrecorriente de falla a tierra debe actuar únicamente en caso de que se produzca un cortocircuito. Por lo cual, la elección de la resistencia de puesta a tierra conlleva mucha importancia, debido a que por un lado se debe considerar la magnitud de la corriente de falla a tierra a la cual se quiere limitar y por el otro lado el porcentaje del devanado del estator que debe privarse de protección.



En el siguiente capítulo se realizan los cálculos para determinar la corriente de arranque del relé para descartar el disparo innecesario en caso de un desbalance de carga, y además se determina el porcentaje del devanado más próximo al punto neutro que no es protegido mediante este esquema. Es decir no se podrá contar con una protección del 100% de los devanados del estator cuando ocurre una falla de fase a tierra en uno de ellos.

5.2.1.1.3 CORTOCIRCUITO ENTRE ESPIRAS DE LOS DEVANADOS DE LA MISMA FASE EN EL ESTATOR.

Este tipo de falla se produce debido a la ruptura del aislamiento que existe entre las espiras que componen el devanado de una misma fase. Los generadores con ranuras estatóricas que tienen una gran cantidad de conductores formando las bobinas de fase, son más propensos a percibir esta falla, que aquellos generadores que tienen únicamente una bobina por fase.

Como se mencionó anteriormente la protección diferencial longitudinal no puede detectar este tipo de cortocircuito, porque la protección se basa en el principio de comparación de la corriente en serie, y debido a que es la misma corriente que atraviesa el extremo en el neutro del generador y el extremo de los terminales de generación, puesto que se trata del mismo devanado.

Por lo tanto, este tipo de falla debe causar daños en el aislamiento y convertirse en otro tipo de falla, como por ejemplo un cortocircuito de fase a tierra, o un cortocircuito entre fases para poder ser detectada por la protección convencional.

Al producirse este cortocircuito en el devanado de una fase del estator, se acrecienta en gran medida las probabilidades de que se produzca un cortocircuito entre fase y tierra de la misma fase, incrementando así considerablemente los daños, los costos y el tiempo de reparación, debido a que se involucra directamente el núcleo del estator.

Cuando se produce este tipo de falla se afecta inmediatamente tensión y corriente de generación, debido a que se produce una disminución de la magnitud de la tensión inducida en la fase afectada y un desbalance en las corrientes de armadura del estator, porque la relación entre espiras disminuye a causa del cortocircuito en el devanado involucrado.

Entre las principales causas que pueden provocar un cortocircuito de este tipo se tiene:

- Sobretensiones de origen interno y externo.
- Sustitución inadecuada de materiales.
- Mantenimiento inadecuado.



- Esfuerzos térmicos y mecánicos destructivos.
- Envejecimiento.
- Sobrecalentamiento debido a la prolongada condición de carga desbalanceada.
- Daño en el sistema de enfriamiento.
- Ambiente corrosivo y contaminación.
- Efectos mecánicos como deformaciones, roturas y desplazamientos.
- Falla previa entre fases de los devanados del estator.
- Falla previa de fase a tierra en los devanados del estator.

Entre los principales efectos que puede causar este tipo de cortocircuito se tienen:

- Se puede convertir fácilmente en un cortocircuito fase-tierra, comprometiendo seriamente el núcleo del estator.
- Elevación de temperatura en la fase cortocircuitada.
- Calentamiento del apantallado de los conductores.
- Daño gradual del aislamiento y las laminaciones del estator.
- Desbalance de tensiones y corrientes de generación.

Algunos estatores especialmente de máquinas grandes, están diseñados de tal forma que dos o más devanados están conectados en paralelo en cada una de las fases. Existen también estatores cuyas fases cuentan únicamente con un devanado por fase.

Por lo general, los hidrogenadores cuentan con la configuración de multidevanado por fase, en cambio que los generadores a vapor poseen únicamente un devanado por fase.

La configuración del sistema de protección utilizado para despejar este tipo de falla depende de la disposición física de los devanados de fase en el estator. Es importante considerar el costo de utilizar esta protección adicional para los bobinados estáticos y los beneficios que puede brindar, tales como disminución en el tiempo de salidas de la unidad o disminución de los costos de reparación.

5.2.1.1.3.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL TRANSVERSAL 87.

Este tipo de protección es utilizada únicamente cuando cada fase del estator está constituida por dos o más devanados conectados en paralelo. Para aplicar este esquema de protección es necesario agrupar dos grupos de igual número de devanados en paralelo para cada una de las fases del estator. La corriente de cada grupo será supervisada por un TC.

La protección se basa en comparar las corrientes que atraviesan por cada grupo de devanados, es decir se realiza una comparación en paralelo de las corrientes, por lo cual el esquema de protección recibe el nombre de protección diferencial transversal.

En el caso de condiciones normales de operación las corrientes que circulan a través de ambos grupos de devanados deben ser iguales. Cuando se produce una falla entre espiras en uno de los grupos de devanados se produce un desequilibrio entre ambas corrientes.

En la figura 5.11 se puede observar la configuración de este esquema de protección. La protección cuenta con la desventaja de que no brinda la posibilidad de localizar exactamente las espiras del devanado que se encuentran falladas, únicamente permite discernir sobre cuál de las fases se encuentra con este tipo de falla.

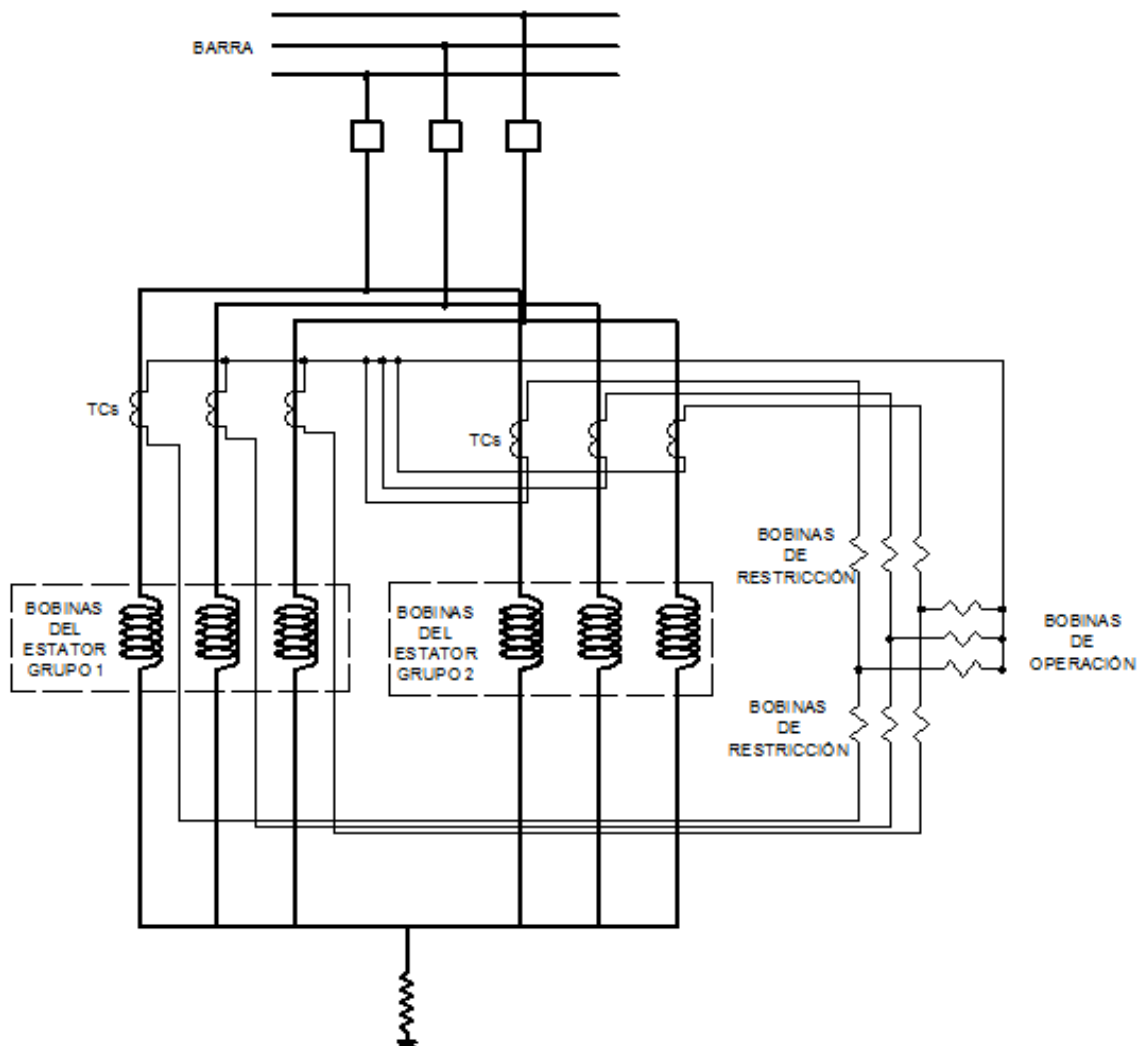


Figura 5.11. Protección diferencial transversal 87.

Fuente: Power System Protection. Anderson P.M.



Al presentarse fallas externas se producen efectos transitorios que pueden provocar un desequilibrio entre las corrientes que atraviesan cada grupo de devanados, por lo cual es necesario utilizar un relé de sobrecorriente de tiempo inverso, de tal forma que la protección brinde la sensibilidad necesaria para que actúe solo en caso de producirse un cortocircuito entre espiras.

Existe una opción adicional para detectar este tipo de falla para cualquiera de las configuraciones de los devanados del estator. Su principio se basa en que cualquier desequilibrio entre las corrientes del estator, induce corrientes de doble frecuencia en el rotor, por lo cual se puede utilizar un relé conectado en el campo del generador y que se encuentre sintonizado a esta frecuencia.

5.2.1.1.4 CORTOCIRCUITO DEL DEVANADO DE CAMPO A TIERRA.

El circuito de campo del rotor está alimentado por medio de corriente continua, y todo su devanado incluyendo el sistema de excitación se encuentra aislado de tierra.

Por lo cual, al producirse esta falla no se afecta instantáneamente el funcionamiento de la unidad, debido a que no se produce la circulación de corriente a tierra, porque no existe una trayectoria de retorno hacia el circuito de campo; pero sin embargo, si la falla permanece se incrementan las probabilidades de que un segundo cortocircuito de este tipo ocurra.

La razón por la cual se incrementa esta probabilidad es debido a que cuando se produce un cortocircuito a tierra en el campo, todo su devanado cambia de referencia, por lo cual al producirse fenómenos transitorios en los devanados del estator, debido a fallas o a maniobras, se inducen tensiones en el devanado de campo.

Este efecto provoca que en ciertos puntos del devanado de campo se incremente la tensión con respecto a tierra, lo cual puede ocasionar la ruptura del aislamiento y como consecuencia que se produzca esta misma falla en otro punto del devanado.

En el caso de producirse una segunda falla de este tipo, parte de su devanado estaría cortocircuitado, por lo cual en las espiras que se encuentran dentro de los dos puntos fallados prácticamente no circularía corriente, mientras que en el resto del devanado se incrementaría su magnitud causando un esfuerzo eléctrico adicional, el cual a su vez provoca el desequilibrio en las fuerzas magnéticas en lados opuestos del rotor, es decir flujos desbalanceados en el entrehierro del generador.

En la figura 5.12 se puede observar las líneas de flujo magnético en el entrehierro en condiciones normales de operación y en la figura 5.13 se

observa la desviación de las líneas de flujo magnético cuando se produce un cortocircuito en el devanado de campo del rotor.

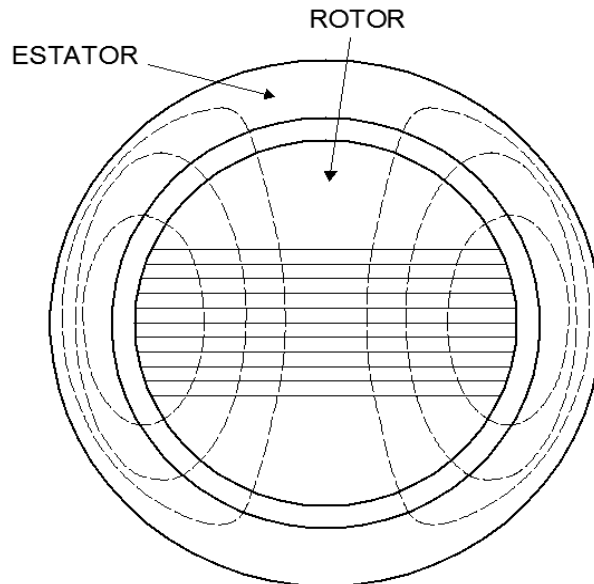


Figura 5.12. Líneas de flujo magnético en el entrehierro del generador en condiciones normales de operación.

Fuente: Network Protection & Automation Guide. AREVA.

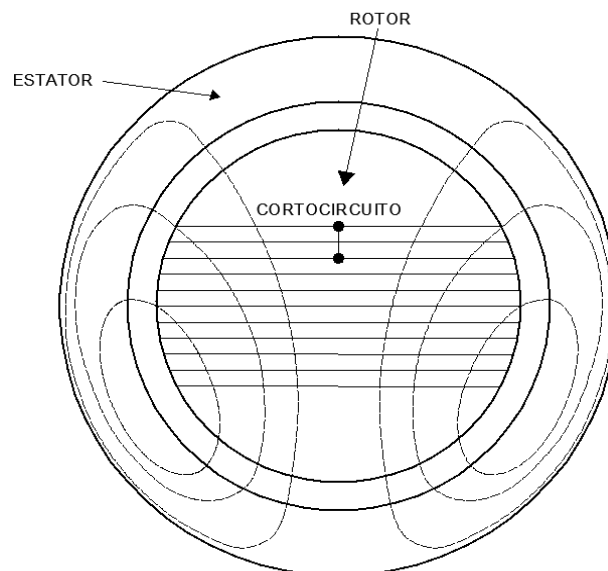


Figura 5.13. Líneas de flujo magnético en el entrehierro del generador cuando se produce un cortocircuito en el devanado de campo.

Fuente: Network Protection & Automation Guide. AREVA.



Como resultado del desequilibrio de las fuerzas magnéticas se producen vibraciones debido a que el eje del rotor se desvía de su orientación normal. El desequilibrio magnético en ciertas ocasiones puede llegar a ser tan grande, dependiendo de qué porción del devanado de campo este cortocircuitada, que puede provocar incluso que el rotor entre en contacto con el estator.

Adicionalmente debido a las corrientes desbalanceadas se produce grandes esfuerzos térmicos que pueden causar el daño del devanado de campo, del núcleo magnético y de partes metálicas adicionales del rotor.

La pérdida del aislamiento entre el circuito de campo y tierra se puede ocasionar debido a las siguientes causas:

- Fuertes transitorios producidos en la red eléctrica.
- Envejecimiento.
- Ambiente corrosivo.
- Sobrecalentamiento del rotor.
- Sustitución inadecuada de materiales.
- Efectos mecánicos tales como roturas, deformaciones y desplazamientos.
- Mantenimiento inadecuado.

Las principales consecuencias al producirse este tipo de falla son:

- Aumento de la probabilidad que se produzca un segundo cortocircuito a tierra del devanado de campo, con consecuencias desastrosas para la máquina.

En muchas ocasiones se utiliza un esquema de protección de falla a tierra del devanado de campo, en el cual no se dispara a la unidad, sino que se proporciona una señal de alarma, debido a que como se mencionó anteriormente no se afecta la operación de la unidad; pero sin embargo, se expone a un segundo cortocircuito con las graves consecuencias mencionadas.

Las unidades de Saymirín V poseen un sistema de excitación tipo BRUSHLESS PMG, es decir un sistema de excitación de imán permanente, por lo cual a continuación se analiza el tipo de protección recomendada para esta configuración.

El esquema de protección debe ser utilizado para detectar la primera falla de este tipo y también debe ser independiente de los esquemas de protecciones utilizados para despejar fallas a tierra en el resto de elementos del sistema, por lo cual no se necesita realizar su coordinación.

5.2.1.1.4.1 PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA DEL DEVANADO DE CAMPO 64R.

Debido a que el sistema de excitación se encuentra en movimiento no es posible utilizar los métodos convencionales, los cuales emplean un circuito que se cierra cuando existe una falla a tierra del devanado de campo y que al cerrarse circula una corriente a través de un relé, el cual es el encargado de realizar el monitoreo y disparar la unidad, o emitir una señal de alerta.

En un sistema de excitación tipo BRUSHLESS PMG no es posible utilizar un esquema de protección convencional debido a que todo el sistema se encuentra en movimiento. En la figura 5.14 se puede observar un esquema de un sistema de excitación de este tipo.

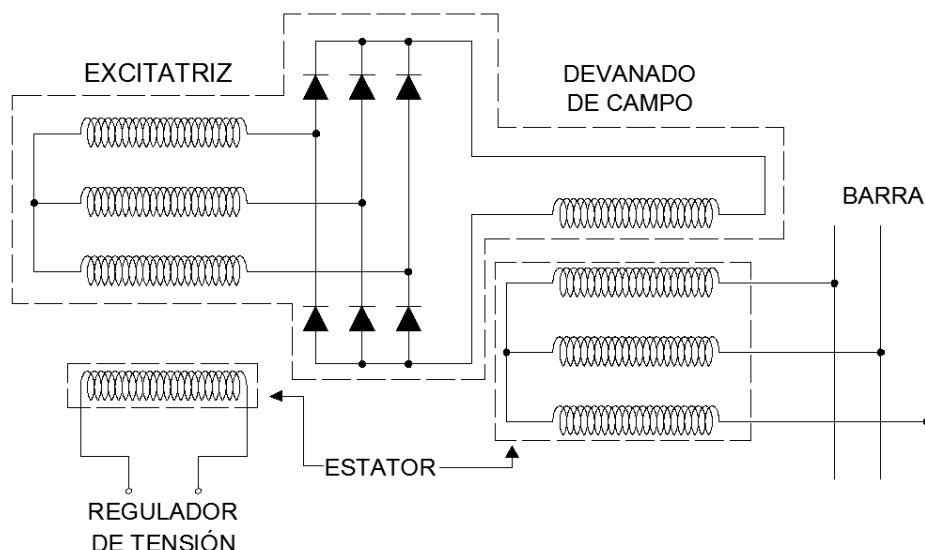


Figura 5.14. Sistema de excitación tipo BRUSHLESS.

Fuente: Advanced Techniques in Power System Protective Relaying. Abu Dhabi, U.A.E

El método de protección consiste en utilizar un juego de escobillas para inyectar una onda cuadrada de tensión de corriente continua y de baja frecuencia en el circuito de excitación.

El generador de señal está acoplado simétricamente al circuito de excitación por medio de dos resistencias. También se encuentra acoplado a la escobilla de puesta a tierra del rotor, para tomar y analizar esta señal. La onda de señal de retorno de tierra del rotor es medida y la resistencia de aislamiento es estimada.

La medida de la señal de retorno se la realiza después de que la señal alcanza un estado estacionario. El principio de detección de falla a tierra que utiliza este

esquema de protección es medir la señal de corriente que se toma de la escobilla de puesta a tierra del rotor, cuando se realiza la inversión en la polaridad de la tensión inyectada, luego se calcula la diferencia y se obtiene el promedio.

Cada vez que se invierte la polaridad de la tensión se tiene una corriente de carga debido a la capacitancia que existe entre el devanado de campo y tierra.

En caso de que no ocurra una falla a tierra, el promedio debe ser igual a cero debido a que la resistencia de la falla a tierra es muy grande porque el aislamiento no se encuentra dañado. Cuando se presenta una falla a tierra, el promedio debe ser distinto de cero, lo cual indica que se ha producido la falla en el devanado y el aislamiento se encuentra dañado.

Es necesario considerar un retardo de tiempo antes de la actuación de la protección, debido a que pueden provocarse falsas mediciones debido a efectos transitorios que pueden provocar que circule corriente a tierra en el campo del generador.

En la figura 5.15 se muestra la disposición del juego de escobillas utilizado para inyectar y recibir las señales, y en la figura 5.16 se muestra la disposición del esquema de protección.

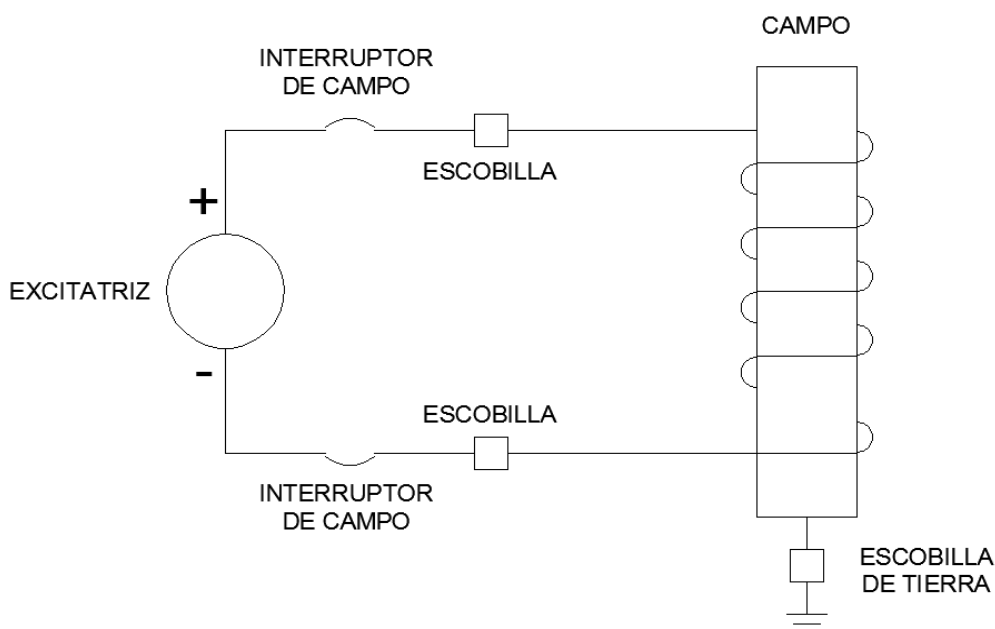


Figura 5.15. Juego de escobillas de la protección de falla a tierra del devanado de campo.

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection.

RELÉ DE PROTECCIÓN

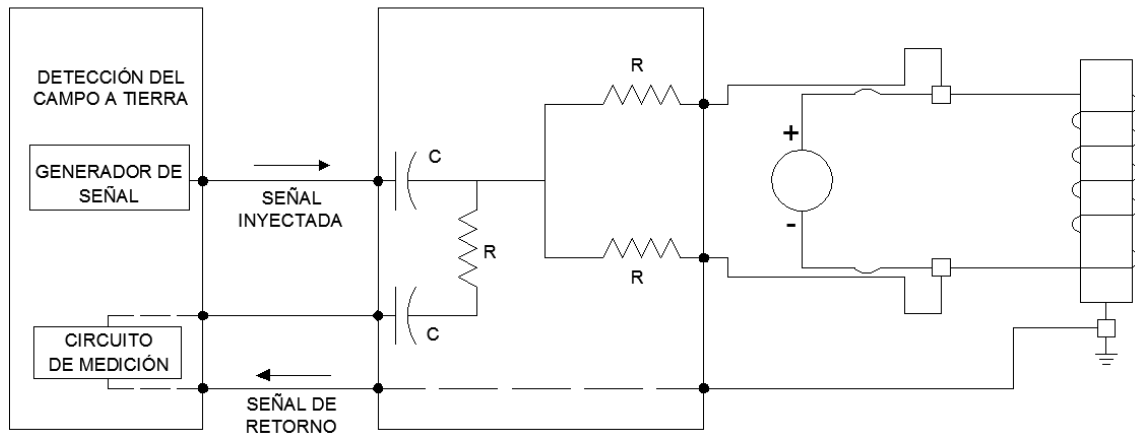


Figura 5.16. Disposición del esquema de protección de falla a tierra del devanado de campo 64R.

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection.

Adicionalmente se utilizan sistemas de detección de vibraciones como esquemas de protección de respaldo para la detección de falla a tierra del devanado del rotor.

5.2.1.2 CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN Y FALLAS EXTERNAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO.

Cuando se produce un aumento o disminución en los límites de los parámetros del generador, se origina una condición anormal de operación. Estas condiciones deben ser tratadas rápidamente para intentar alcanzar en el menor tiempo posible las condiciones normales.

En caso de persistir las condiciones anormales por un periodo de tiempo límite, las unidades involucradas deben ser disparadas con el objetivo de proteger su integridad.

Los disturbios de la red pueden provocar daños muy significativos tanto en tiempo como en costo de reparación. Por esta razón, es muy importante diseñar un sistema de protección que permita el constante monitoreo ante eventos anormales de funcionamiento o fallas externas, para realizar acciones de alarma, o de disparo en caso de ser necesario.

El nivel de protección que deben tener los generadores en contra de las condiciones anormales de operación y fallas externas, depende de su tamaño y de su importancia para el sistema eléctrico.

5.2.1.2.1 SECUENCIA NEGATIVA O DESBALANCE DE CARGA.

Todo sistema eléctrico es diseñado para operar en condiciones ideales de carga equilibrada, sin embargo, esto resulta casi una utopía, debido a todas las condiciones de operación a las cuales se encuentra expuesto y que provocan desbalance de las corrientes de fase.

Cuando se produce desbalance entre las corrientes de fase en el estator en un generador, se genera una corriente de secuencia negativa, la cual gira en dirección opuesta a la dirección de rotación del rotor.

El flujo que produce esta corriente de secuencia negativa induce en el rotor corrientes tipo Eddy superficiales de doble frecuencia que circulan formando lazos a lo largo del cuerpo del rotor, principalmente a través de los anillos de retención, las ranuras de las cuñas, las áreas de baja impedancia y en menor proporción por el devanado de campo.

El número de lazos de corriente que se forman, es igual al número de polos que posee el rotor. En la figura 5.17 se puede observar el corte transversal de una de las ranuras donde se encuentra el devanado de campo y en la figura 5.18 se puede observar las trayectorias de los lazos de corriente.

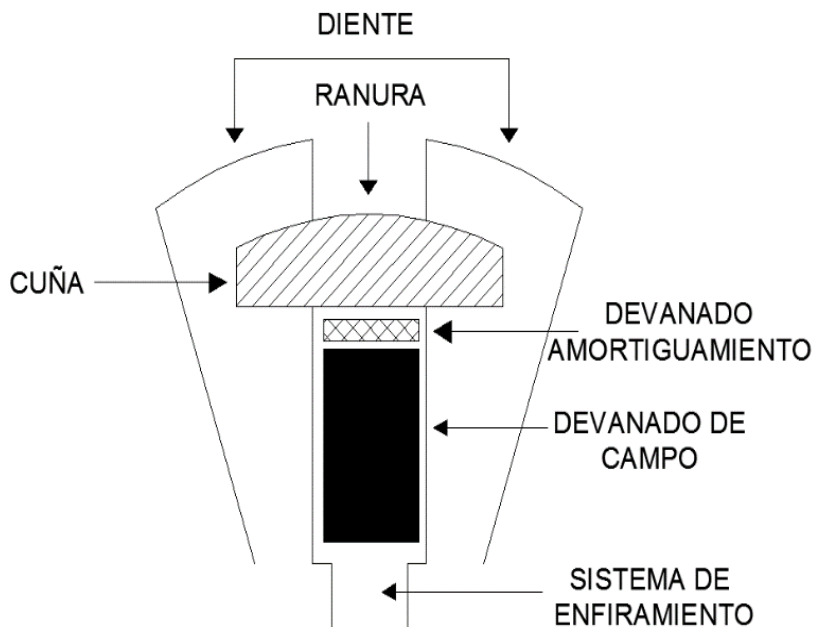


Figura 5.17. Corte transversal de una ranura del devanado de campo.

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection.

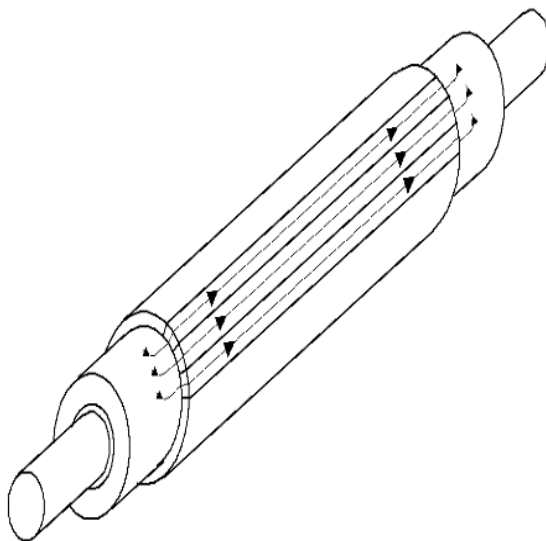


Figura 5.18. Trayectoria de los lazos de las corrientes inducidas en el rotor.

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection.

La corriente de doble frecuencia induce como respuesta al sentido inverso del flujo producido por la corriente negativa combinado al flujo normal producido por el rotor. Esta corriente inducida produce pérdidas al circular, y por efecto Joule provoca el calentamiento del rotor en tiempos relativamente cortos.

El esfuerzo térmico puede ser muy perjudicial, debido a que se puede alcanzar muy altas temperaturas en tiempos relativamente cortos, que incluso pueden llegar a fundir ciertas partes del rotor. Adicionalmente, se producen vibraciones del conjunto rotórico debido al campo magnético de doble frecuencia, causado por la corriente de secuencia negativa, la cual crea una fuerza electromotriz que se opone al giro normal del rotor.

Debido a las constantes y severas vibraciones pueden aparecer grietas y causar severos daños a la máquina. Las principales causas que provocan la circulación de corriente de secuencia negativa son:

- Fallas desbalanceadas monofásicas y bifásicas, en el generador y en el sistema.
- Carga desbalanceada.
- Cortocircuito entre espiras de un mismo arrollamiento del estator.
- Circuitos abiertos debido a líneas rotas.
- Falla de uno de los polos al cerrarse un disyuntor.
- Transformadores monofásicos con impedancias diferentes.
- Asimetrías de reactancias en el sistema de transmisión.
- Fallas asimétricas no despejadas o repetitivas.
- Líneas de transmisión no transpuestas.



- Funcionamiento de fusibles, disparos y reenganches monofásicos en redes de transmisión.

Los principales efectos que se producen cuando ocurre circulación de corrientes de secuencia negativa son:

- Reducción del par motor del generador debido a la inducción de fuerzas electromotrices que se contraponen al giro normal de la máquina durante el tiempo que dura la condición de falla.
- Sobrecalentamiento del rotor.
- Vibración severa.
- Daño del conjunto turbina-generador por la presencia de altas temperaturas y esfuerzos mecánicos.
- Aparición de grietas por fatiga.
- Fundición del metal del rotor debido a las altas temperaturas.

Los daños a los cuales se expone el generador cuando existe un desbalance dependen de la magnitud y duración de la corriente de secuencia negativa. Se pueden alcanzar tan altas temperaturas que pueden provocar que los componentes del rotor que se hayan expuestos a las fuerzas centrífugas, no toleren tales fuerzas y se produzcan graves daños en el conjunto turbina-generador.

Debido a los graves daños, y a los largos y costosos tiempos fuera de línea que puede sufrir la máquina, es necesario utilizar un esquema de protección que permita el disparo de la unidad cuando existe un desbalance muy grande entre las corrientes de fase.

5.2.1.2.1.1 PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA 46.

Los generadores están diseñados para soportar una magnitud de corriente de secuencia negativa permanentemente sin sufrir daño alguno. Sin embargo, cuando se producen desbalances de las corrientes de fase, en las cuales la magnitud de la corriente de secuencia negativa supera este límite, se puede calcular el tiempo t que puede estar expuesto el generador sin sufrir daños:

$$I_2^2 \cdot t = k \quad [5.4]$$

Donde I_2 representa el valor RMS de la componente de secuencia negativa de la corriente de fase del estator, t representa el tiempo en segundos durante el cual el generador se encuentra expuesto al desbalance entre las corrientes de fase y k es una constante que depende del diseño y de la capacidad de soportar la corriente de secuencia negativa.

El esquema de protección utilizado debe ser muy sensible, debido a que cuando se tiene una magnitud de corriente de secuencia negativa inferior o igual a la magnitud de régimen permanente, no se debe realizar ninguna acción.

Cuando se aproxima al límite máximo permitido, la protección debe alertar al operador para que se pueda realizar alguna maniobra que permita prevenir el disparo de la unidad. En caso de que la corriente supere el límite máximo debe instantáneamente realizarse un procedimiento de disparo de la unidad.

El funcionamiento del esquema de protección se basa en utilizar un relé de sobrecorriente de tiempo inverso que se encuentra conectado a un filtro de corriente de secuencia negativa. Este filtro se encuentra alimentado por una configuración de TCs conectados en estrella en terminales del generador.

El relé se encuentra calibrado según la ecuación 5.4, la cual determina las corrientes máximas admisibles que puede soportar sin sufrir daños. En la figura 5.19 se puede observar la configuración de este esquema de protección.

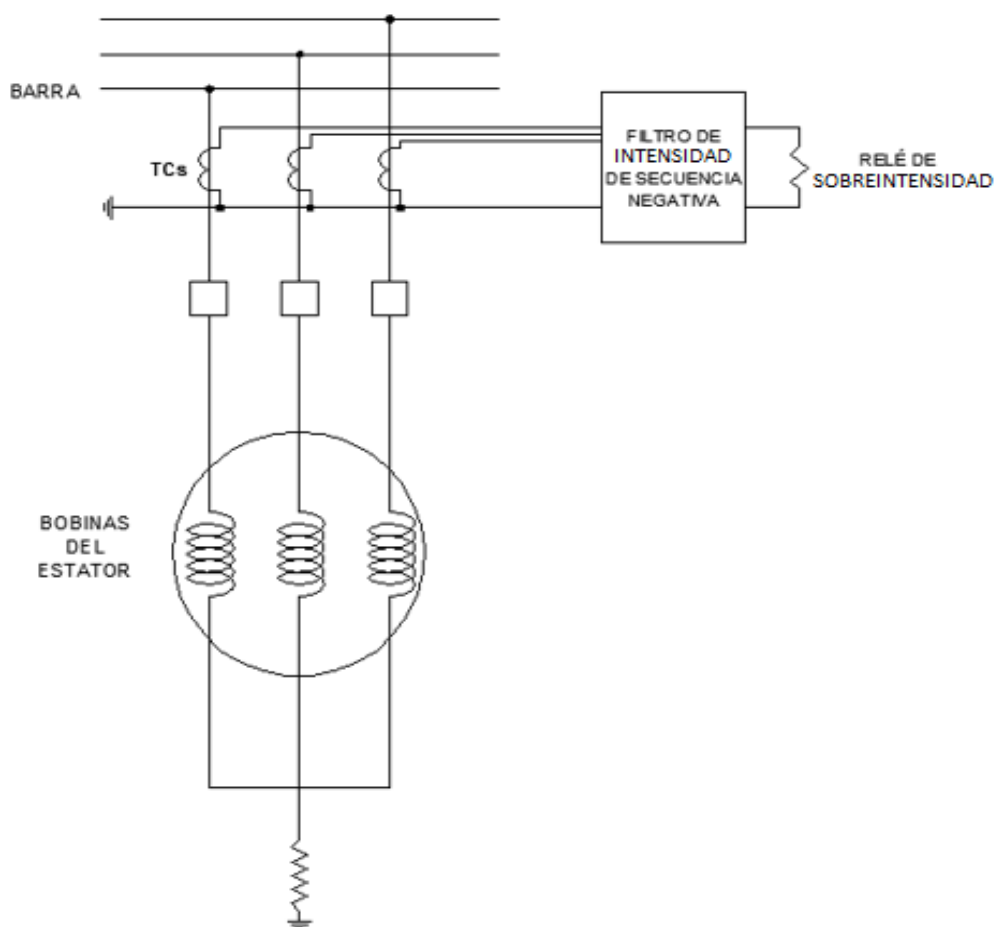


Figura 5.19. Protección de secuencia negativa 46.

Fuente: Power System Protection. Anderson P.M.



5.2.1.2.2 FRECUENCIA ANORMAL.

Por lo general este tipo de condición anormal del generador se produce por el desbalance entre la potencia generada y consumida, debido a varios factores como salida de unidades, pérdida o conexión súbita de carga, desconexión de líneas, etc. En donde la sobrefrecuencia se relaciona con el exceso de generación, mientras que la bajafrecuencia con el exceso de demanda.

La condición de bajafrecuencia es más crítica que la de sobrefrecuencia. Debido a que cuando se presenta esta última, se la puede corregir con una rápida y oportuna maniobra en el sistema de regulación de entrada de potencia mecánica de la unidad, en tanto que para corregir una condición de bajafrecuencia es necesario actuar sobre la carga, lo cual resulta ser mucho más complicado.

Cuando se produce una sobrefrecuencia, el sistema de enfriamiento de la unidad mejora debido a que el aumento adicional en la velocidad de rotación permite que el aire fluya más rápido por sus devanados, causando una mejor refrigeración. Por esta razón, se incrementa la capacidad del generador, aunque puede excederse el nivel de tensión en terminales y causar una falla por sobretensión.

La bajafrecuencia disminuye la capacidad de la unidad debido a que gira más lentamente, con lo cual la eficiencia de su sistema de enfriamiento disminuye por la razón anteriormente mencionada. Para mantener el nivel de tensión en terminales, cuando disminuye la velocidad, es necesario sobrecargar a la unidad, lo cual puede provocar a su vez una falla por sobrecarga.

En las turbinas de unidades hidráulicas una condición de sobrefrecuencia resulta perjudicial debido al gran volumen de agua que se mueve hacia la turbina y que debe ser controlado por medio de los inyectores, lo cual resulta una condición crítica al realizar maniobras para controlar el flujo de agua, sin que se produzcan golpes de arietes y daño a las tuberías de presión y válvulas.

Incluso el sistema de regulación de velocidad puede resultar dañado y provocar una condición en la cual la turbina gire a velocidades muy altas, próximas a la velocidad crítica de embalamiento, y por lo tanto debe utilizarse una protección de sobrevelocidad para despejar este tipo de falla. Las principales causas que provocan una condición de sobrefrecuencia son:

- La entrada de potencia mecánica al generador excede la carga eléctrica y las pérdidas mecánicas.
- Daño en el sistema de regulación de velocidad.
- Falta de previsión de programación.



- Falla en líneas de transmisión y desconexión de cargas.

Los efectos debido a esta condición de operación son:

- Sobrecalentamiento.
- Aumento de la capacidad del generador.
- Sobrevelocidad.
- Sobretenensión.
- Daños en el generador y en la turbina como resultado de las elevadas fuerzas centrífugas que se imponen en los componentes rotativos.

Las principales causas que provocan una condición de bajafrecuencia son:

- La carga de la red eléctrica excede la capacidad de la fuente energética primaria de un generador o grupo de generadores.
- Daño en el sistema de regulación de velocidad.
- Falta de previsión de programación.
- Pérdida de generación.
- Insuficiente reserva de generación.

Los efectos debido a esta condición de operación son:

- Reducción en la capacidad del generador.
- Aliviode carga.
- Sobrecarga.
- Sobreflujo del generador.
- Daño de las aletas de las turbinas debido a la vibración.
- Pérdida de estabilidad del sistema.

Los sistemas de regulación de velocidad de las unidades intentan mantener automáticamente la frecuencia en su valor nominal ante los disturbios de la red. Sin embargo, si la variación es brusca estos sistemas no pueden actuar y es necesario utilizar un relé de mínima o sobre frecuencia, según el caso. Ambos relés operan con el objetivo de mantener el balance entre la generación y demanda.

5.2.1.2.2.1 PROTECCIÓN DE FRECUENCIA ANORMAL (81O/81U).

Es normal que durante la operación de un sistema eléctrico existan pequeñas alteraciones en el valor de la frecuencia, las cuales deben estar controladas para que no excedan una banda permitida de variación. La protección contra frecuencia anormal detecta perturbaciones que se producen en el sistema y que afectan las condiciones de operación de los generadores.



En el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, se especifica que la frecuencia objetivo del SNI es 60 Hz, y que su variación en condiciones normales de operación debe oscilar entre 59,85 y 60,15 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas y períodos de restablecimiento.

La protección contra frecuencia anormal se basa en analizar la frecuencia de la onda de tensión generada en terminales de la unidad. Se descompone en dos tipos de protecciones, la protección 81O para sobrefrecuencia y la protección 81U para bajafrecuencia.

La protección 81O es un relé de sobrefrecuencia utilizado para actuar sobre el sistema de regulación de velocidad y disminuir el ingreso de agua con el objetivo de reducir la entrada de potencia mecánica e intentar equilibrar la generación con la demanda. El ajuste se realiza para un umbral superior a la frecuencia límite de 60,15 Hz, el mismo que debe ser temporizado para realizar el procedimiento de actuación sobre el sistema de regulación de velocidad.

La protección 81U es un relé de bajafrecuencia utilizado como respaldo de un procedimiento de aliviode carga, que se da para evitar una pérdida de sincronismo en el sistema eléctrico cuando ocurre una disminución brusca de frecuencia. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE los rangos de frecuencia admisible en la operación de las unidades de generación son:

- Sin la actuación de relés instantáneos de desconexión propios del mismo entre 57,5 Hz y 62 Hz.
- Para un período mínimo de 10 segundos entre 57,5 y 58 Hz, y entre 61,5 y 62 Hz.
- Para un período mínimo de 20 segundos entre 58 y 59 Hz, y entre 61 y 61,5 Hz.
- Sin límite de tiempo entre 59 y 61 Hz.

Es importante tener en cuenta que existe diferencia entre la protección para una condición de sobrefrecuencia que es eléctrica y para una condición de sobrevelocidad que puede ser mecánica o eléctrica. La protección contra sobrefrecuencia actúa para desviaciones de frecuencia cercanas a la frecuencia nominal del sistema, mientras que la protección de sobrevelocidad actúa para frecuencias muy elevadas, próximas a las velocidades críticas de embalamiento de las unidades.

En la figura 5.20 se puede observar un esquema de conexión para la protección contra frecuencia anormal.

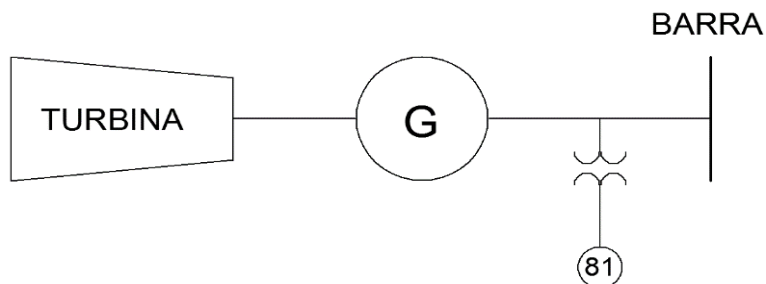


Figura 5.20. Protección contra frecuencia anormal 81.

Fuente: Protecciones Eléctricas del Generador. Beckwith Electric.

5.2.1.2.3 PÉRDIDA DE EXCITACIÓN.

La pérdida de excitación, o más comúnmente llamada pérdida de campo, se produce por lo general por fallas en el sistema de excitación que afectan el circuito de campo de los generadores.

Debido a que el circuito de campo es el encargado de controlar el flujo de potencia reactiva desde el generador hacia el sistema, cuando sufre alguna condición anormal o su daño, el generador empieza a recibir un gran flujo de potencia reactiva desde el sistema, lo cual provoca que empiece a trabajar en su región de subexcitación de su curva de capacidad.

Si el sistema tiene la capacidad de suministrar el suficiente aporte de potencia reactiva al generador, sin que la tensión en terminales sufra una gran caída con respecto a su valor nominal, el generador entonces comienza a trabajar como un generador de inducción. De no ser éste el caso, pierde el sincronismo con la red.

Cuando el generador síncrono empieza a trabajar como uno de inducción, sufre un deslizamiento que provoca el aumento su velocidad de rotación y que se induzcan corrientes tipo Eddy que calientan la superficie del rotor. Adicionalmente, la potencia activa entregada a la red decae en un porcentaje entre el 20% y 30% de su potencia nominal y el factor de potencia toma altos valores en adelantado.

La red eléctrica en la cual se encuentra conectado el generador también puede sufrir graves consecuencias, debido a que el normal flujo de potencia reactiva se invierte. En caso de que el sistema no tenga el suficiente aporte para proveer la cantidad de reactivos requeridos por esta condición, en especial para generadores grande, puede colapsar de la estabilidad del sistema.

Entre las principales causas que provocan la pérdida de excitación en el generador se pueden mencionar las siguientes:



- Apertura accidental del circuito de campo.
- Cortocircuito en el devanado de campo.
- Disparo accidental del interruptor de campo.
- Falla del control del regulador de tensión.
- Pérdida del excitador principal.
- Circuito abierto en el circuito de campo.
- Rotura del devanado de campo.

Los efectos que produce la pérdida de excitación en el generador son:

- Funcionamiento del generador síncrono como generador de inducción.
- Sobrevelocidad debido al deslizamiento del generador cuando opera como uno de inducción.
- Sobretemperatura en el rotor.
- Pérdida de soporte de potencia reactiva del sistema.
- Caída de la potencia activa en terminales del generador.
- Altas corrientes reactivas que sobrecargan el estator.
- Si la red no puede suministrar suficiente potencia reactiva, caerá la tensión de la red y ésta puede volverse inestable.
- Reducción del factor de potencia.
- Variación de los niveles de tensión en terminales del generador debido a la absorción de potencia reactiva del sistema.
- Sobrecalentamiento debido a las oscilaciones del rotor.

El cambio de operación del generador a la región subexcitada de su curva de capacidad no es instantánea, sino que puede tardar algunos segundos o incluso hasta algunos minutos. El tiempo que le tome cambiar la región de operación en su curva de capacidad, depende básicamente del tipo de generador, del tipo de sistema de excitación, de la carga y de la capacidad del sistema.

Debido a las graves consecuencias que puede causar esta falla tanto en el generador como en el sistema, es necesario contar con una protección confiable, que sea capaz de actuar y distinguir rápidamente entre transitorios y oscilaciones normales de potencia que no involucren un fallo en el sistema de excitación y entre una condición de falla en su circuito de campo.

5.2.1.2.3.1 PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40.

Esta protección debe ser calibrada para que actúe rápidamente y desconecte al generador en caso de que empiece a consumir reactivos de la red, con el fin de evitar los costosos daños mecánicos y eléctricos que puede sufrir tanto la máquina como el sistema.



La protección más comúnmente utilizada con muy buenos resultados para la detección de la pérdida de excitación, utiliza un relé de distancia direccional tipo Mho, que detecta la variación de la impedancia vista desde los terminales del generador.

Cuando el generador trabaja en la zona de subexcitación y consume reactivos de la red, la impedancia vista por el relé cambia de un estado casi puramente resistivo a capacitivo. Lo cual significa que la impedancia vista en un diagrama R-X se desplaza de posición en función del nuevo punto en el cual trabaja el generador en su curva de capacidad.

La condición de carga en la cual se encuentra el generador cuando se produce esta falla, influye en la actuación de la protección, por lo tanto para poder brindar la suficiente confiabilidad y seguridad, los sistemas modernos utilizan una protección contra pérdida de excitación basados en dos relés tipo Mho superpuestos con desplazamiento.

La disposición de las dos zonas de actuación de los dos relés se encuentra ubicada en el eje negativo X de un diagrama R-X.

El desplazamiento de ambas zonas se encuentra una distancia $-\frac{X'_d}{2}$ con respecto al origen del diagrama. Este desplazamiento evita falsas actuaciones por parte de la protección cuando se producen algunos tipos de transitorios o fallas en el sistema.

La zona de actuación interior del primer relé tiene un diámetro de 1 pu. Esta zona permite detectar condiciones de pérdida de excitación desde plena carga hasta aproximadamente el 30% de su valor nominal. Si la impedancia se ubica dentro de esta zona, los daños al generador y al sistema son los más severos, por lo cual la actuación de la protección debe ser casi instantánea.

La zona de actuación exterior del segundo relé cuenta con un diámetro igual a X_d . Esta zona permite detectar la pérdida de excitación en condiciones incluso de cero carga. Para evitar falsas actuaciones, debe temporizarse en un valor conveniente, para que el relé pueda distinguir entre distintos eventos que lleven a la impedancia a ubicarse dentro de esta zona o si realmente se ha producido esta falla.

En la figura 5.21 se observa las zonas de actuación de los relés tipo Mho.

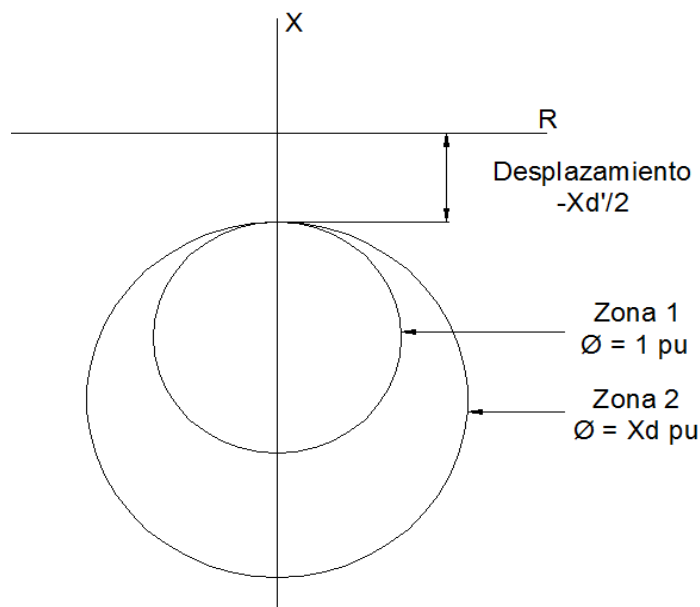


Figura 5.21. Zonas de actuación de la protección de pérdida de excitación.

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection.

Las dos unidades de Saymirín V, tienen la característica especial de que su reactancia toma valores menores a 1 pu. Al utilizar los valores de los diámetros para las zonas de actuación mencionados anteriormente, la segunda zona queda por dentro de la primera, provocando constantes errores debido a las inconsistencias que representa configurar la protección con estos valores.

Por tal razón es necesario utilizar un nuevo criterio para la configuración de las zonas de actuación. El método que se menciona a continuación utiliza una zona única de actuación para esta protección.

Si el generador está operando inicialmente cerca de plena carga cuando se produce la pérdida de campo, el deslizamiento final es alto, típicamente en el rango del 2 al 5%. En este deslizamiento, las reactancias de los ejes individuales están ligeramente por encima de X_d' y X_q' . Por el contrario, para una pérdida de campo de carga inicial baja, el deslizamiento será muy bajo (0.1 a 0.2%) y la reactancia del eje será ligeramente inferior X_d y X_q .

La reactancia medida por el relé de pérdida de campo varía entre X_d' y X_q' , si el generador estaba inicialmente a plena carga y entre X_d y X_q si la operación inicial estuvo a carga baja.

Dado que X_d es más grande que X_q y X_d' es más pequeño que X_q' , la protección de pérdida de campo debe ser configurada para abarcar todos los

valores de reactancia comprendidos entre X_d' y X_d si se va a operar para todos los valores iniciales de carga del generador.

Para cumplir con este criterio, se ha convertido en una práctica estándar fijar el elemento de impedancia para este tipo de esquema con un diámetro de X_d y un desplazamiento de $\frac{1}{2} X_d'$.⁹ Tal configuración se muestra en la siguiente figura.

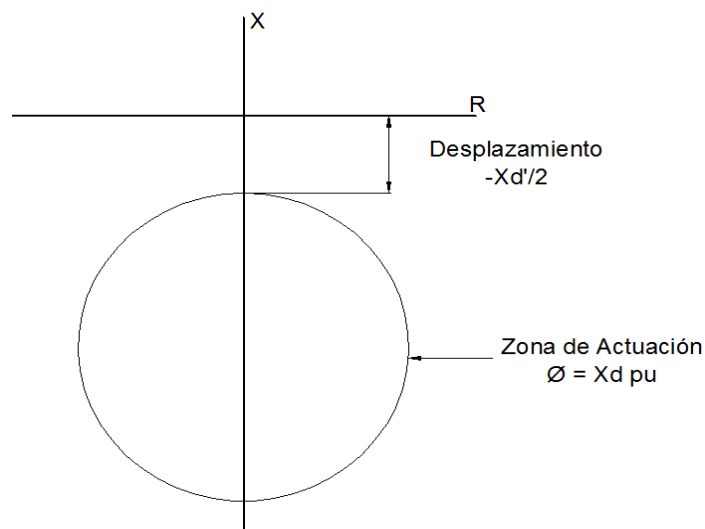


Figura 5.22. Protección de pérdida de excitación con una sola zona de actuación.

Fuente: Protective Relaying for Power Generation Systems, Donald Reimert.

Para poder analizar las variaciones de la impedancia, el relé de protección de pérdida de excitación debe tomar las señales de corriente y tensión en terminales del generador, mediante TCs y TPs respectivamente, los cuales se ubican según el siguiente esquema.

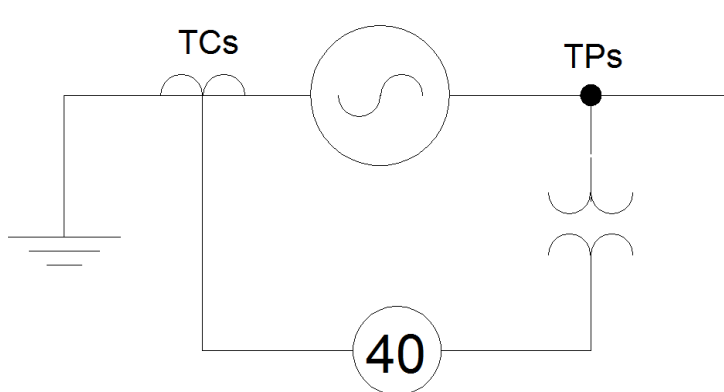


Figura 5.23. Protección de pérdida de excitación 40.

Fuente: Protecciones Eléctricas del Generador. Beckwith Electric.

⁹ Procedimiento tomado del libro Protective Relaying for Power Generation Systems, de Donald Reimert.



5.2.1.2.4 SOBREEXCITACIÓN.

Los generadores se encuentran diseñados para soportar una determinada cantidad de flujo magnético que atraviesa su entrehierro y que permite inducir en el estator los valores de tensión nominales, según la ley de Faraday. Cuando este flujo magnético excede los valores permisibles de diseño, se produce una condición anormal de operación del generador.

El hierro del estator está construido de un material ferromagnético. Este tipo de materiales presentan una característica especial de saturación cuando el flujo magnético que los atraviesa se incrementa y alcanza un determinado valor. El valor de flujo magnético máximo que el hierro del estator puede soportar sin llegar al punto de saturación se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$\varphi_{\max} = \frac{\sqrt{2} \times E_{rms}}{N \times 2\pi f} \quad [5.5]$$

De donde E_{rms} representa la tensión interna inducida, N el número de vueltas de los devanados del estator y f la frecuencia. De la ecuación 5.5 puede observarse que el flujo magnético es directamente proporcional a la tensión e inversamente proporcional a la frecuencia.

$$\varphi \propto \frac{V}{f} \quad [5.6]$$

Debido a la complejidad que resulta medir directamente el flujo magnético en el generador, es necesario utilizar un método alternativo que sea más simple pero muy confiable. Por lo tanto, de la ecuación 5.6 se observa que al utilizar la tensión y la frecuencia, se puede medir el flujo magnético que atraviesa el entrehierro del generador mediante una relación V/Hz.

Por lo tanto, cuando la tensión toma altos valores o se tiene bajafrecuencia, se produce una desviación en la relación V/Hz, que a su vez produce altas densidades de flujo magnético que atraviesan el entrehierro del generador. Según la norma ANSI/IEEE el límite máximo permitido en la relación V/Hz es de 1,05 pu en bases propias del generador.

Cuando el hierro del generador se satura debido al excesivo flujo magnético, se produce un flujo de dispersión que adopta trayectorias metálicas no laminadas como por ejemplo: pernos, grapas del núcleo, extremos de las láminas del núcleo, en las cuales las corrientes tipo Eddy inducidas alcanzan altos valores y aparte de incrementar las pérdidas, pueden provocar sobrecalentamiento excesivo en muy poco tiempo, pudiendo incluso llegar a fundir determinados elementos.



Las principales causas que pueden provocar una condición de sobreexcitación en el generador son:

- Pérdida de la señal del TP que alimenta al regulador de tensión.
- Rechazo de carga, tanto en condiciones de plena carga o carga parcial.
- Formación de islas en el sistema de potencia.
- Fallas en el control automático del sistema de excitación, o errores en el control manual del circuito de campo del generador.
- Cierre del interruptor de campo en el proceso de arranque cuando el generador no ha alcanzado su velocidad nominal.
- Operación del generador en la región de subexcitación de su curva de capacidad cuando el regulador de tensión está en modo automático.
- Fallo en la apertura del interruptor de campo (con el regulador de tensión en modo manual) cuando se ha producido el disparo del interruptor de unidad, por alguna falla, o durante el proceso de paro del generador y éste se encuentra trabajando a potencia nominal previo al disparo.

Las principales consecuencias que puede provocar una falla de sobreexcitación del generador son:

- Incremento de pérdidas debido a la inducción de corrientes tipo Eddy de altas magnitudes.
- Niveles excesivos de densidades de flujo magnético.
- Daños al núcleo de hierro del generador.
- Daños severos al rotor y al sistema de excitación.
- Las altas corrientes parásitas inducidas en el estator, pueden provocar fallas en el aislamiento entre las láminas, que posteriormente pueden originar la aparición de cortocircuitos en los devanados del generador.
- Sobrecalentamiento.

Este tipo de falla se produce con mayor frecuencia cuando el generador se encuentra en una operación de arranque o de parada, debido a que en estas condiciones la frecuencia es menor a la nominal y la tensión se mantiene constante debido a la actuación del regulador de tensión automático.

Debido a los graves y costosos daños térmicos que pueden provocarse en tiempos muy cortos, cuando se produce esta condición anormal, es necesario contar con una protección que permita detectar de manera rápida y confiable esta falla, para poder aislar a la máquina del sistema, porque entre más tiempo permanezca en línea mayores serán los daños ocasionados al generador.

5.2.1.2.4.1 PROTECCIÓN DE SOBREEXCITACIÓN 24.

Esta protección es empleada para proteger al generador de los muy perjudiciales flujos magnéticos excesivos que atraviesan su entrehierro, y que pueden afectar al núcleo de hierro de la máquina, al estator y rotor, y a su sistema de excitación.

Utiliza un relé que se encuentra conectado en terminales del generador, y que mide la magnitud de la tensión y su frecuencia para establecer la relación V/Hz y determinar de esta manera, la magnitud de flujo magnético que atraviesa su entrehierro. En la figura 5.24 se puede observar la disposición de este relé de protección.

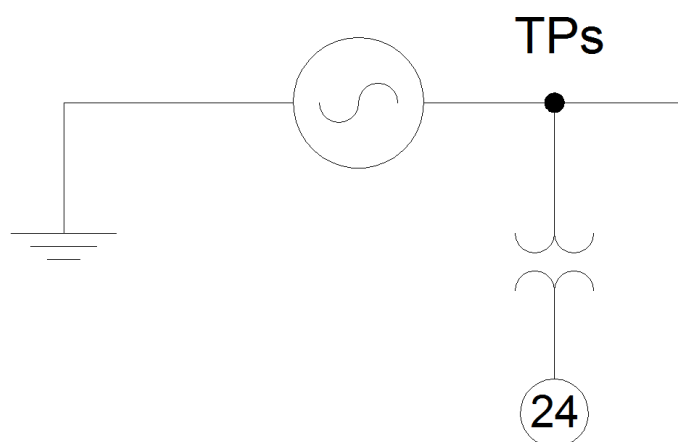


Figura 5.24. Protección de sobreexcitación 24.

Fuente: Protecciones Eléctricas del Generador. Beckwith Electric.

Existen dos tipos de relés de sobreexcitación, los de tiempo definido y los de tiempo inverso, aunque con el desarrollo actual de los relés digitales, se puede contar con una combinación de ambos en la misma función de protección. La actuación de estos relés debe ser configurada para que intervengan antes de que el generador supere sus curvas V/Hz, con un retardo de tiempo para evitar que la presencia de transitorios que originen su falsa actuación.

Los límites de capacidad de V/Hz del generador resultan muy importantes para la determinación de la curva de actuación del relé de sobreexcitación. Utilizando las relaciones entre los campos de dispersión y el calentamiento pueden especificarse estas curvas límites para fallas de sobreexcitación. Todos los fabricantes de generadores exponen estas curvas, en términos de V/Hz porcentuales versus tiempo.

En la figura 5.25 se puede observar una curva típica para un generador.

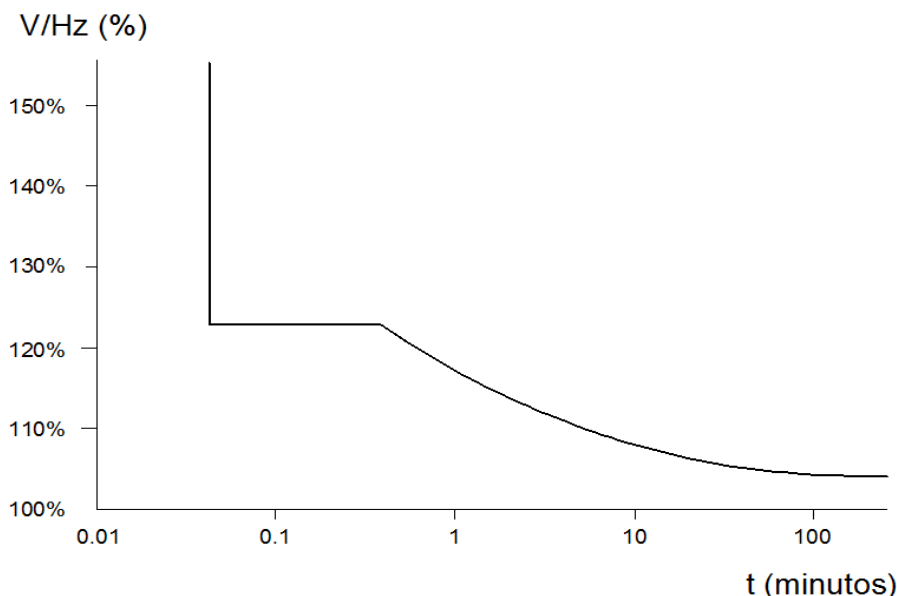


Figura 5.25. Curva típica de operación V/Hz de un generador.

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection.

Sofisticados sistemas de excitación del generador, incluyen funciones de tipo especial encargadas de limitar la relación V/Hz a valores de operación seguros para el generador, cuando se encuentran en modo automático. En caso de que este sistema se encuentre en modo manual, o se produzca en él alguna falla, el sistema de protección principal debe ser el relé de sobreexcitación.

5.2.1.2.5 POTENCIA INVERSA.

Esta condición anormal se presenta cuando el generador se encuentra conectado al sistema y falla su sistema impulsor. Debido a que la máquina está conectada en paralelo con otras unidades, comienza a absorber potencia activa e invierte su sentido de rotación, provocando que el generador se convierta en un motor síncrono si la excitación es la suficiente.

La absorción de potencia activa de la red eléctrica por parte del generador, se produce porque el sistema impulsor, (para unidades hidráulicas su turbina), no es capaz de proporcionar la suficiente cantidad de potencia activa para cubrir las pérdidas eléctricas y mecánicas de la máquina.

Esta condición anormal no afecta inmediatamente al generador, sino que compromete seriamente a los sistemas impulsores, debido a que el comportamiento como motor síncrono puede ser tolerado por algunos segundos antes de sufrir daños.

Para el caso de unidades hidráulicas como son los dos generadores de Saymirín V, se requiere de la absorción de potencias muy pequeñas para que el generador empiece a trabajar como motor.



Los efectos y daños que pueda provocar esta condición de operación dependen del nivel de potencia recibida desde la red eléctrica, de su duración y del tipo de sistema impulsor. Entre las principales causas que puede provocar una condición de potencia inversa del generador se puede mencionar:

- La turbina no puede suministrar las pérdidas propias del generador, por lo cual la potencia debe ser absorbida desde el sistema.
- Pérdida repentina de la fuente de energía motriz cuando el generador sigue conectado.
- Cuando el sistema se encuentra oscilando, y el generador consume potencia activa en determinados periodos de tiempo.

Las principales consecuencias que puede provocar una falla de potencia inversa en el generador son:

- Funcionamiento del generador como motor síncrono.
- Calentamiento inadmisibles de la máquina motriz.
- Cavitación de paletas y ruedas.
- Daño de la turbina.

Este tipo de falla es muy poco común que se presente, sin embargo, debe ser considerada en el diseño del sistema de protecciones del generador, para aislar a la unidad de la red eléctrica, debido a los graves daños y esfuerzos anormales que puede causar en especial sobre la turbina.

5.2.1.2.5.1 PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA 32.

La protección contra esta condición anormal puede tener dos naturalezas, una mecánica como sensores de flujo que detectan el sentido de agua, sensores de vibración, sensores de temperatura, etc. Y una naturaleza eléctrica, la cual utiliza un relé que calcula la potencia a partir de las señales de tensión y corriente. El cálculo de potencia activa se realiza en función de la siguiente ecuación:

$$P = V \times I \times \cos(\varphi) \quad [5.7]$$

La ecuación 5.7 permite al relé determinar si la potencia activa absorbida es la necesaria para originar su actuación. Los TCs y TPes que proveen las señales al relé, se ubican en el neutro y en terminales del generador, respectivamente. La disposición de estos elementos de medición y del relé de protección se observa en la figura 5.26.

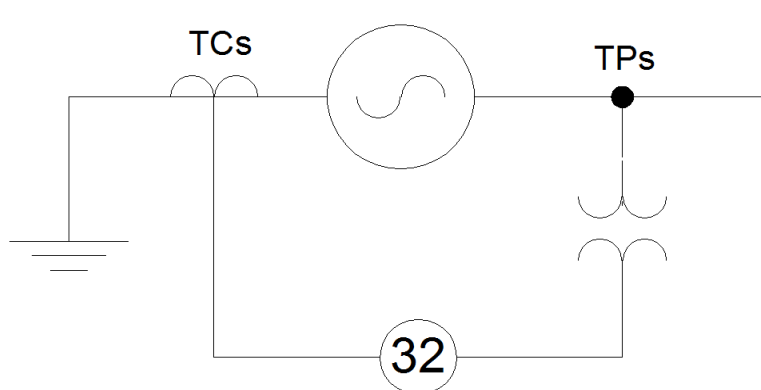


Figura 5.26. Protección de potencia inversa 32.

Fuente: Protecciones Eléctricas del Generador. Beckwith Electric.

Debido a que las unidades hidráulicas son muy propensas a trabajar como un motor síncrono, cuando absorben cantidades relativamente pequeñas de potencia activa, en algunas ocasiones con potencias inferiores incluso al 1% de su potencia nominal, es necesario que el relé cuente con la suficiente sensibilidad para que pueda actuar de una manera confiable y segura.

El valor de potencia activa inversa a ser calibrado para la actuación del relé debe ser el valor de potencia suministrado por el fabricante del sistema impulsor. Para el caso de las unidades de Saymirín V, el valor de potencia recomendado para las turbinas hidráulicas.

Para la actuación de la protección es necesario también considerar una temporización, para evitar falsas actuaciones cuando el generador absorbe potencia sincronizante, o cuando se produce oscilaciones de potencia en el sistema.

Existen generadores hidráulicos que son diseñados para cumplir la función de generar y la función de bomba para reutilizar el agua turbinada. En estas unidades especiales, esta función de protección se descarta debido a la naturaleza misma de su diseño.

5.2.1.2.6 DESLIZAMIENTO DE POLO O PÉRDIDA DE SINCRONISMO.

Se origina una condición anormal de deslizamiento de polo en el generador, cuando el acople magnético entre estator y rotor es muy débil para mantener el sincronismo con el resto del sistema, originando así oscilaciones de potencia.

Principalmente este tipo de eventos puede producirse cuando existen fallas con el sistema de excitación del generador, o cuando se producen fallas en el sistema eléctrico exterior y no son despejadas oportunamente. Esta condición anormal puede complicarse en el caso de que exista una alta reactancia entre el generador y el sistema.



Si se produce algún evento o contingencia que intente reducir la fuerza del acople magnético, el generador intenta mantener el sincronismo con la red, para lo cual amortiguadamente se producen oscilaciones del ángulo de potencia δ , hasta que el generador encuentre un nuevo punto de equilibrio.

De esta forma el generador empieza a funcionar con cambios en su velocidad de rotación, con sucesivos deslizamientos o pérdida de polos. Cuando el evento es muy crítico, la variación del ángulo δ puede superar los 180° , con lo cual el generador no tiene la capacidad de mantener el paso y perdería el sincronismo con la red, y en tal caso debe ser aislado del sistema.

La condición anormal de deslizamiento de polo puede provocar consecuencias eléctricas y mecánicas muy severas y dañinas, como fuertes oscilaciones de potencia tanto activa como reactiva, variación y altos picos de corriente, oscilaciones del factor de potencia, variación de tensión en terminales del generador, pares transitorios en la flecha del generador.

Los daños pueden llegar a ser tan perjudiciales que si la frecuencia de deslizamiento se aproxima a una frecuencia natural de torsión, puede producirse una situación de resonancia de tal magnitud, que incluso lograría romper su flecha. El deslizamiento de polo se puede ocasionar principalmente debido a las siguientes causas:

- Tiempos prolongados de despeje de fallas.
- Bajatensión en el sistema.
- Baja excitación del generador.
- Recierres y maniobras de interrupción en el sistema.
- Operación del generador con un factor de potencia adelantado en condiciones de carga baja.
- Maniobras de desconexión de líneas.
- Variaciones bruscas de carga.
- Cortocircuitos.

Las principales consecuencias al producirse este tipo de falla son:

- Pérdida de estabilidad del sistema.
- Altos niveles de pares transitorios en la flecha del generador.
- Puede producirse resonancia potencialmente peligrosa para el generador.
- Altas corrientes.
- Sobrecalentamiento.
- El generador es sometido a constantes pares de frenos y aceleración.
- Daños al aislamiento y al hierro del estator y rotor.

- Daños en los devanados amortiguadores, debido a que en éstos se inducen corrientes de altas magnitudes.
- Colapso de la estabilidad de tensión del sistema.
- Daño de las partes mecánicas del generador.
- Incremento de la frecuencia de operación normal del generador.
- Daño en el eje debido a torques transitorios producidos por la diferencia entre la frecuencia del flujo magnético en el estator y la velocidad de giro del rotor.

La protección de desplazamiento de polo es muy utilizada en generadores pequeños que se encuentran conectados en paralelo a redes eléctricas grandes y fuertes. Debido a que el retardo en el despeje de fallas en estas redes puede comprometer muy seriamente la integridad del generador.

Es muy importante utilizar una función de protección que permita disparar inmediatamente al generador al detectar esta condición anormal de operación, para minimizar las consecuencias debidas a los graves daños que puede sufrir la máquina.

5.2.1.2.6.1 PROTECCIÓN DE DESLIZAMIENTO DE POLO 78.

Esta protección utiliza un relé que mide la impedancia en terminales del generador, con el objetivo de analizar su evolución en el tiempo en un plano R-X durante un proceso de deslizamiento polar.

El relé debe ser alimentado con señales de tensión y corriente, y mediante el cociente de las dos, obtiene la impedancia aparente en el punto donde son ubicados. La disposición de los TCs y TPs que proveen las señales eléctricas para el relé de impedancia se puede observar en la figura 5.27.

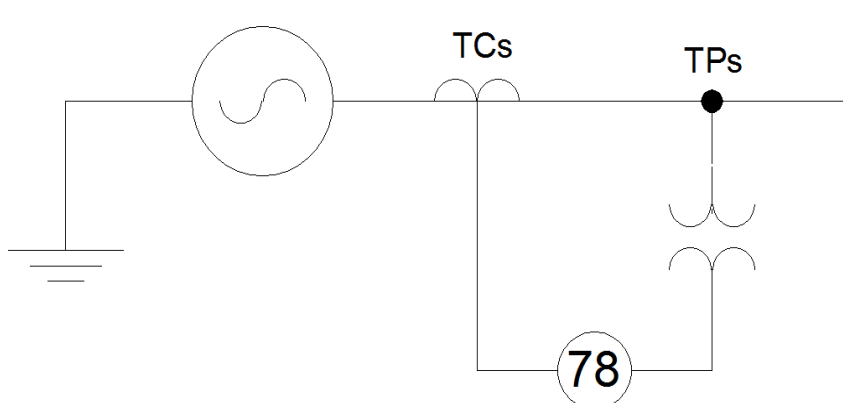


Figura 5.27. Protección de deslizamiento de polo 78.

Fuente: Protecciones Eléctricas del Generador. Beckwith Electric.



La trayectoria que toma la impedancia cuando se produce un evento de deslizamiento de polo depende del diseño del sistema de excitación del generador, del tipo de gobernador y de la naturaleza del evento que originó esta condición anormal de operación.

Existen muchos esquemas de actuación de un relé de impedancia para deslizamiento de polo:

- Esquema tipo Mho simple.
- Esquema de una sola visera (blinder).
- Esquema de doble lente y doble visera.
- Esquema de círculo concéntrico.
- Esquema tipo lente simple, entre otros.

A continuación se describe la característica tipo lente simple, debido a que los relés a utilizar para configurar esta función de protección para las dos unidades de Saymirín V tienen esta característica.

Esta característica se encuentra formado a su vez por medio de tres características distintas, las cuales son:

1. *Lente. Es la zona bajo la cual se detecta la oscilación de la impedancia para proceder a la actuación de la protección.*
2. *Línea característica de la impedancia o blindaje. Esta línea biseca al lente, y divide al plano de impedancia en lado derecho e izquierdo, respectivamente.*
3. *Lugar o línea de reactancias. Esta línea es perpendicular al blindaje.*

La inclinación de la lente y del blindaje, φ , se determina por el ángulo de impedancia de la totalidad de la red. La impedancia equivalente de la red y del transformador elevador determina el alcance hacia adelante de la lente, Z_A , mientras que la reactancia transitoria del generador determina el alcance inverso Z_B . El ancho de la lente varía con el ajuste del ángulo α .

Para distinguir si el centro de impedancia de la oscilación está ubicado en la red eléctrica o en el generador se emplea una línea de reactancia, perpendicular al eje de la lente. Esta línea es ajustada por el valor de Z_C a lo largo del eje de la lente, como se muestra en la figura 28.¹⁰

¹⁰ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (OP) 5-54.

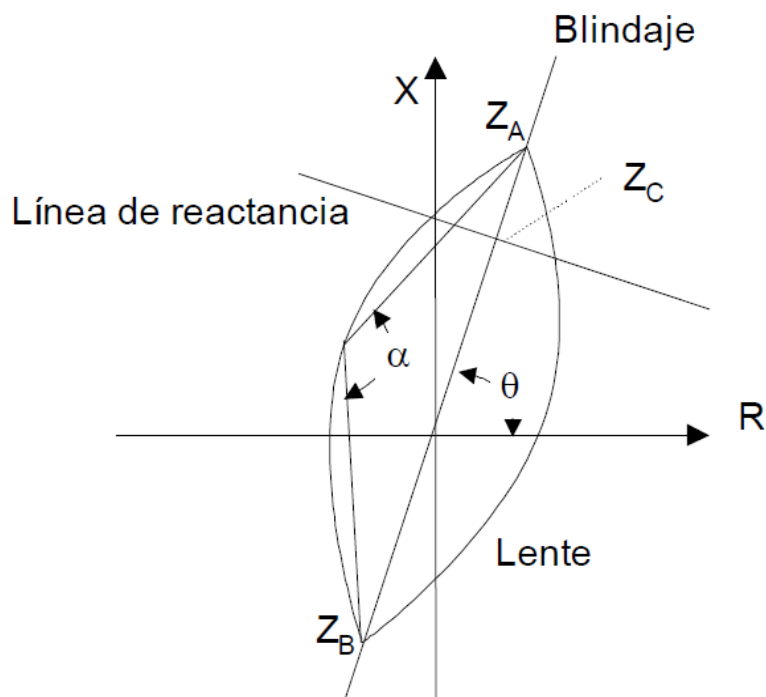


Figura 5.28. Característica de actuación de un relé de deslizamiento de polo.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

En cada zona es necesario establecer una temporización para evitar falsas actuaciones debido a eventos transitorios. Cuando un generador se encuentra operando en condiciones de operación normal, el lugar geométrico de su impedancia se ubica a la derecha del lente, mientras que cuando pierde el sincronismo, el lugar geométrico de su impedancia debe atravesar el lente de derecha a izquierda.

Entonces, para que se produzca la actuación de la protección es necesario que la oscilación de la impedancia vista por el relé, atraviere toda la zona del lente y permanezca un tiempo mayor a la temporización configurada en cada lado de la característica de actuación.

5.2.1.2.7 ENERGIZACIÓN INADVERTIDA.

Una condición de energización inadvertida puede clasificarse de dos maneras, una energización inadvertida trifásica y una monofásica. La energización trifásica se produce al cerrar accidentalmente el interruptor tripolar de potencia cuando la máquina está fuera de línea, en estado de paro o girando pero aun no sincronizada, provocando así su conexión directa al sistema.

Al sufrir esta energización el generador es acelerado hasta superar su velocidad normal de rotación, provocando que empiece a trabajar como un motor de inducción con un deslizamiento que depende de la velocidad del rotor,



llegando a ser máximo cuando la unidad esta parada. Si el generador es energizado a tensión máxima, se produce un gran par eléctrico que puede dañar el eje del generador.

En este nuevo modo de operación, la corriente en los devanados de la máquina puede fácilmente alcanzar magnitudes de 3 a 5 veces su valor nominal. La tensión y corriente en terminales dependen de su impedancia, de la del transformador de potencia y la del sistema.

Adicionalmente al incremento de corriente en el rotor, la cual se debe a la diferencia de velocidad entre el flujo magnético en el estator y la velocidad del rotor y que provoca graves sobrecalentamientos, los pares de aceleración pueden provocar graves daños y hasta cierto punto irreparables, tanto en el sistema impulsor como en el generador.

La corriente inducida en el rotor, inicialmente tiene una frecuencia de 60 Hz, pero conforme aumenta su velocidad debido a su condición de motor, su frecuencia disminuye.

La energización inadvertida monofásica se produce cuando únicamente se cierra uno de los polos del interruptor, directamente a la tensión del sistema. Lo cual provoca que circule una corriente desbalanceada en uno de los devanados del generador. Esta corriente induce en el rotor una corriente de secuencia negativa, causando sobrecalentamiento en muy corto tiempo.

Entre las causas más comunes que producen una condición anormal de energización inadvertida se pueden mencionar:

- Errores en la operación.
- Flameo de los contactos del interruptor.
- Mal funcionamiento de los circuitos de control del generador. .
- Falsas maniobras del equipo de control.
- Errores de transferencia en las subestaciones de la central que tienen configuración de interruptor y medio, y configuración en anillo.

Las principales consecuencias que puede provocar este tipo de falla son:

- El generador se comporta como motor de inducción
- El flujo rotatorio se induce dentro del rotor del generador.
- Rápido sobrecalentamiento del rotor.
- Pérdida de estabilidad del sistema.
- Sobrecorrientes.
- Sobretemperaturas.
- Daño del aislamiento de los devanados.



Los principales daños que puede provocar esta condición de operación anormal afectan al rotor, debido a que por la superficie de su núcleo y por las cuñas de las ranuras de su devanado circulan grandes corrientes, produciendo de esta manera arcos eléctricos, rápidos sobrecalentamientos y daños severos a la máquina.

La gravedad de las consecuencias depende de cómo se suscitó esta condición anormal, es decir si el generador se encontraba aún en movimiento o completamente en reposo y el tiempo que permaneció conectado al sistema energizado accidentalmente.

5.2.1.2.7.1 PROTECCIÓN DE ENERGIZACIÓN INADVERTIDA 50/27.

Este tipo de protección opera de manera opuesta al resto de protecciones. Es decir, mientras todas las protecciones se encuentran activas cuando el generador está en línea, esta protección debe estar siempre activa cuando el generador no está operativo o cuando se encuentra en una condición de paro.

Existen muchos esquemas de protección utilizados para la detección de esta condición anormal, los cuales basan su funcionamiento en relés trifásicos e instantáneos de sobrecorriente, y adicionalmente necesitan la condición de que transcurra un tiempo relativamente corto luego de que se cierren los contactos del interruptor principal para actuar.

Entre los tipos de relé que utilizan estos esquemas se pueden mencionar:

- Direccionales de sobrecorriente.
- Sobrecorriente controlados por frecuencia.
- De distancia con arranque de sobrecorriente.
- Sobrecorriente supervisado por tensión.
- Sobrecorriente con contactos auxiliares del interruptor principal.

A continuación se describe la operación de un relé de sobrecorriente supervisado por tensión. Se analiza este tipo debido a que los relés que se van a utilizar para configurar esta función de protección para las dos unidades de Saymirín V tienen esta característica de operación.

Este tipo de esquema utiliza una función 27 (bajatenensión), para supervisar la función 50 (sobrecorriente), por esta razón se la conoce como función 50/27. Para la actuación del relé es necesario que además de que la corriente supere un valor previamente calibrado, la tensión también sea menor al valor de su calibración, si estas dos condiciones no se cumplen la protección no actúa.

En la figura 5.29 puede observarse la conexión de los TCs y TPs que envían las señales al relé de protección.

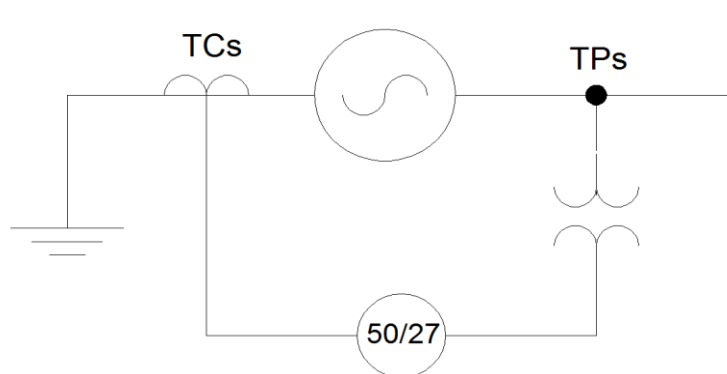


Figura 5.29. Protección de energización inadvertida 50/27.

Fuente: Protecciones Eléctricas del Generador. Beckwith Electric.

5.2.1.2.8 SOBRETENSIÓN Y BAJATENSIÓN.

Una condición de operación anormal de bajatensión o sobretensión se produce cuando la tensión de generación desciende o sobrepasa, respectivamente, los límites permitidos en su rango de variación. Esta condición no solo afecta al generador, sino que también afecta a todos equipos que dependen directamente de la tensión generada, en especial motores, bombas y dispositivos electrónicos.

Una sobretensión del generador puede producirse incluso sin sobrepasar su límite de V/Hz, por lo cual necesita una función de protección independiente para analizar esta condición. Cuando se produce un evento de sobretensión repentina, los esfuerzos eléctricos comprometen seriamente el aislamiento del generador ocasionando graves daños y desencadenando nuevas fallas.

Una condición de sobretensión es más crítica para unidades hidráulicas que para otro tipo de unidades. Debido a que cuando se produce un rechazo total de carga, el flujo de agua hacia la turbina no puede desviarse rápidamente debido a los golpes de ariete en la tubería de presión, por lo cual la máquina puede alcanzar velocidades de hasta el 200% de su valor nominal, provocando que las tensiones generadas superen fácilmente y por mucho, su límite superior.

En caso, de que el sistema de excitación del generador se encuentre acoplado directamente al eje de la máquina, como en el caso de las dos unidades de la central Saymirín V, la tensión tiende a aumentar con el cuadrado de su velocidad.

Las sobretensiones en el generador pueden producirse por las siguientes causas:

- Desperfectos en el regulador de tensión y de velocidad.



- Cuando el generador ligeramente cargado, se le solicita una alta corriente de carga capacitiva.
- Variación o pérdida de la señal de tensión que es tomada como referencia.
- Pérdida súbita total o parcial de carga en el generador.
- Descargas atmosféricas que logran llegar hasta el generador debido a fallas en los sistemas de apantallamiento.
- Rechazo de cargar cuando el generador se encuentra conectado al sistema.
- Sobretensiones debido a maniobras realizadas aguas arriba del generador.
- Sobrevelocidad.
- Separación del generador del sistema cuando se encuentra operativo.

Las principales consecuencias de una sobretensión son:

- Sobreexcitación.
- Daños al aislamiento del generador.
- Daños a los equipos eléctricos conectados en los terminales del generador.
- Calentamiento de los circuitos magnéticos por aumento de las pérdidas en el hierro.
- Incendios.
- Daño a los aislamientos de la máquina.

Las bajas tensiones en el generador pueden producirse por las siguientes causas:

- Fallo del equipo de regulación de la tensión.
- Proximidad de fallas en el sistema de potencia.
- Salida de un generador cercano en el sistema.
- Incremento brusco de demanda.
- Sobrecarga de la red.

Las principales consecuencias de una bajatensión son:

- Afecta el rendimiento del generador.
- Aliviode carga.
- Afecta la estabilidad de tensión del sistema.
- Daños de los equipos secundarios conectados al generador.
- Sobrecorrientes.
- Sumidero de potencia reactiva por parte del sistema.
- Error en la operación de los equipos que dependen de la tensión.



- Daños a los equipos eléctricos conectados en los terminales del generador.

Según las normas internacionales de construcción, se establece una capacidad del generador a soportar un $\pm 5\%$ adicional de su tensión nominal de manera continua, suministrando potencia nominal a la frecuencia del sistema.

El equipo de regulación automática de tensión del generador, es el encargado de controlar que la tensión permanezca dentro de su rango de variación permitida.

Sin embargo, bajo determinados eventos, la capacidad del regulador se ve reducida y es incapaz de controlar que la variación de la tensión permanezca dentro del rango permitido. Por lo cual, es necesario contar con protecciones que permitan detectar este tipo de funcionamiento anormal, para evitar los graves daños en la máquina y en los equipos que dependen de la tensión.

5.2.1.2.8.1 PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59 Y BAJATENSIÓN 27.

Esta protección emplea un relé de tiempo inverso para medir las variaciones de tensión en cada una de las fases del generador, pudiendo ser tensiones fase-fase o fase-tierra, con el objetivo de analizar si se desvía de su rango de operación normal.

En caso de que la tensión disminuya por debajo de su límite inferior actúa la protección de bajatensión 27, y en caso contrario, si excede el límite superior actúa la protección 59.

Por lo general, en los esquemas de protección de los generadores, no se utiliza una función especial contra condiciones de bajatensión, debido a que en realidad no provoca problemas en el generador a menos que origine sobrecorrientes.

Es necesario configurar las dos protecciones con una temporización debido a que cuando la tensión traspasa sus límites, al regulador de tensión le toma un corto periodo de tiempo intentar que la tensión se mantenga dentro de su rango de variación permitido, por lo cual durante este periodo de tiempo no deben actuar las protecciones de baja o sobretensión.

En caso de que actúe el regulador de tensión y no tenga la capacidad suficiente para normalizar las condiciones de operación, debe automáticamente actuar la protección 27 o 59 según corresponda.

Adicionalmente, para los dos tipos de protección se utiliza dos etapas para su actuación. La primera corresponde a un evento de alarma y la segunda el

disparo definitivo de la unidad. Los TP's alimentan al relé de protección se ubican en terminales del generador. En la figura 5.30 se puede observar la disposición de este esquema de protección.

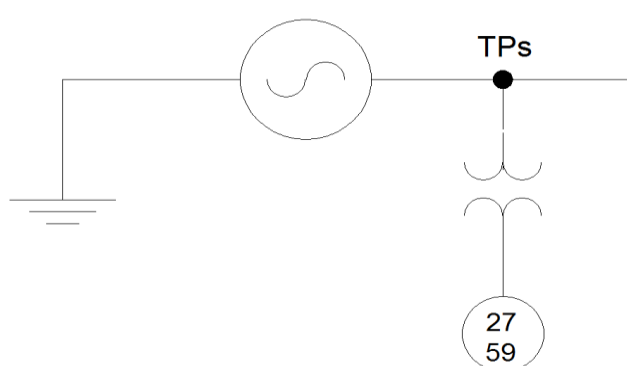


Figura 5.30. Protección de bajatensión 27 y sobretensión 59.

Fuente: Protecciones Eléctricas del Generador. Beckwith Electric.

La protección 27 puede ser utilizada como elemento de enclavamiento para otras funciones, las cuales para su actuación dependen de baja tensiones como la protección de pérdida de campo o la de energización inadvertida. También puede ser utilizada como respaldo para protecciones dependientes de la tensión, como la protección de mínima impedancia o la de secuencia negativa.

5.2.1.2.9 FALLA DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL.

Un interruptor de potencia se considera abierto en primer lugar, cuando mecánicamente sus contactos son abiertos y posteriormente cuando se extingue el arco eléctrico entre los polos de los contactos.

Este evento se produce cuando se ha emitido la orden para desconectar al generador del sistema y transcurrido el tiempo normal para la apertura del interruptor, una o varias fases del mismo permanecen cerradas.

Las consecuencias que causa la no apertura del interruptor principal, son un compendio de todos aquellos daños provocados por las condiciones de operación anormal y cortocircuitos descritos en las secciones anteriores.

Por tal motivo, dentro de un sistema de protecciones, resulta indispensable contar con un esquema de protección que aisle al generador en el menor tiempo posible cuando falla la apertura del interruptor principal.

Las principales causas que puede provocar una falla en la apertura del interruptor son:



- Mecánica: Rotura de varillas, falta de presión del aire comprimido en interruptores de este tipo, etc.
- Eléctrica: El arco no se extingue completamente.
- Fallas en la lógica de apertura del interruptor.
- Desconexión o falla en los conductores que llevan la señal de apertura del interruptor.

Las consecuencias de este evento son:

- Daño completo del generador.
- Daño de los devanados del estator.
- Cortocircuitos entre fases, fase-tierra y entre espiras de la misma fase.
- Daño y ruptura del aislamiento del generador.
- Sobrecalentamiento del rotor y el estator.
- Daño del eje del generador.
- Incendios, explosiones.
- Oscilaciones de potencia.
- Pérdida de estabilidad del sistema.
- Sobrecalentamiento.
- Sobreexcitación.
- Sobretemperaturas.

Si no se desconecta al generador del sistema, puede producirse daños irreparables como su destrucción total y dependiendo de la potencia que suministra a la red eléctrica, puede incluso provocar un colapso total del sistema, lo cual se traduce en excesivos costos en pérdidas.

Por tal razón, resulta indispensable contar con un sistema de protección que sea capaz de detectar esta condición y de actuar de manera que el generador sea aislado lo más pronto posible.

5.2.1.2.9.1 PROTECCIÓN DE FALLA DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL 50BF.

Esta protección ordena la apertura de otros interruptores, los cuales al abrirse, cumplen la misma función del interruptor principal. Dependiendo del diseño que tenga la central con respecto a los interruptores de respaldo, estos pueden ubicarse en el lugar donde se encuentra el interruptor principal, o la orden de apertura debe ser transferida a los puntos donde se encuentren.

Por lo general, esta protección es configurada de tal manera que la orden de apertura sea transferida hacia interruptores que se ubican aguas abajo del interruptor principal.

Con el objetivo de minimizar los daños en el generador, y para no comprometer la estabilidad del sistema, esta protección debe actuar en el menor tiempo posible considerando el tiempo que le toma al interruptor principal recibir la señal de apertura y realizar su posterior apertura. Bajo este criterio, el tiempo de disparo de los interruptores de respaldo, debe ser inferior al tiempo de disparo que concierne a la segunda zona de protección correspondiente a las líneas de transmisión.

Para detectar si el interruptor se ha abierto se supervisa el conmutador 52a¹¹ y su detector de corriente continua, el mismo que cuando se produce una apertura exitosa del interruptor principal se desactiva. Esta función de protección en realidad resulta ser un esquema de falla del interruptor, que debe ser realizado para cada central de generación considerando su característica de diseño particular.

Para Saymirín V, cuando falla alguno de los interruptores de unidad, los interruptores de respaldo son el interruptor de la unidad no fallada y el interruptor del lado de baja tensión del transformador elevador. En la figura 5.31 se puede observar el esquema de los interruptores, en caso de que se produzca una falla en el interruptor de la unidad Say U7.

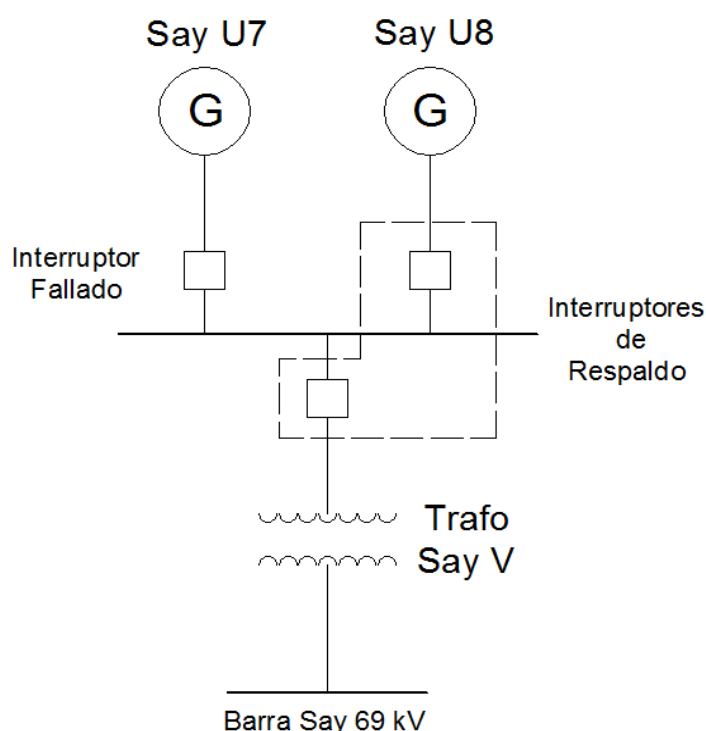


Figura 5.31. Interruptor principal y de respaldo para Saymirín V.

Fuente: Elaboración propia.

¹¹ 52a - Contactos Auxiliares del Interruptor Automático.



5.2.1.2.10 PÉRDIDA DE LAS SEÑALES DE Tensión DE LOS TPs.

La condición de pérdida de señal de tensión de los TPs, también muy comúnmente conocida con el nombre de desbalance de tensión, se presenta cuando las tensiones del lado secundario que proveen las señales a los relés o al regulador de tensión, se encuentran desbalanceadas entre sí, bajo la condición de que no se ha suscitado una falla.

Los TPs que alimentan a los dispositivos de protección y al regulador de tensión, están diseñados con fusibles para protegerlos ante posibles sobretensiones que pudiesen dañarlos. Por lo general, estos TPs cuentan con fusibles en el lado de baja tensión, sin embargo, pueden estar diseñados también con fusibles en su lado primario.

Bajo ciertas circunstancias estos fusibles pueden llegar a fundirse, muy comúnmente esta es la principal causa para que se produzca este evento. La señal de tensión de la fase o fases afectadas, disminuyen en magnitud y se desfasan un determinado ángulo, lo cual implica el desbalance entre los fasores de tensión del lado secundario de los TPs y una señal representativa incorrecta de las tensiones del generador.

Esta condición puede provocar el comportamiento inadecuado de las funciones de protección que dependen de la señal de tensión para su actuación y también del regulador de tensión.

Por lo tanto, al producirse un desbalance de tensión es importante en el menor tiempo posible transferir las funciones que realiza el regulador de tensión a otro, en caso de que se tenga uno de respaldo, o pasar a modo manual, para evitar los daños que se mencionaron en la sección 5.1.2.2.4, correspondientes a una condición de sobreexcitación.

Adicionalmente, las funciones que dependen de la señal de tensión deben ser bloqueadas para evitar falsos disparos de la unidad. La pérdida de las señales de tensión de los TPs se presenta debido a las siguientes circunstancias:

- Falla en los fusibles de los TPs.
- Falla en el alambrado que va de los TPs a los relés.
- Sobrecargas de los TPs.
- Falla internas en los TPs.
- Fusibles de los TPs fundidos.
- Deterioro de los contactos o mal manejo del TP durante mantenimiento.
- Daño o desconexión de los conductores que conectan los TPs con los relés de protección.

Las consecuencias que presenta este tipo de evento son:

- Sobreexcitación del generador.
- Afecta el funcionamiento de los relés que dependen de la señal de tensión para su operación, como por ejemplo los relés 40, 32, 21, 51V.
- Incremento de la corriente de campo.
- Disparo innecesario de la unidad.

La actuación correcta y rápida ante este evento es muy importante debido a que si no se corrige puede provocar el disparo inapropiado del generador, o condiciones perjudiciales como sobreexcitación y graves daños, por lo cual es necesario contar con una protección que impida que tales eventos sucedan.

5.2.1.2.10.1 PÉRDIDA DE LAS SEÑALES DE TENSIÓN DE LOS TPs.

Esta protección es empleada para discernir si el desbalance de tensión entre las fases que alimentan a los relés o al regulador de tensión, se produce debido a la ocurrencia de una verdadera falla en el sistema eléctrico o en el generador, o si se trata de un error por parte del TP encargado de proveer la señal de tensión equivalente del sistema.

Esta función de protección emplea un relé que es alimentado con señales de tensión y de corriente. En la figura 5.32 se puede observar la disposición de este esquema de protección.

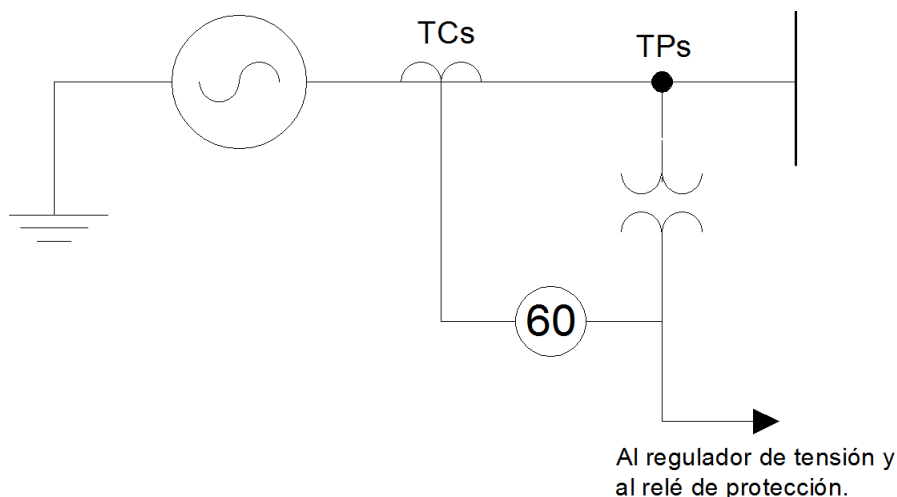


Figura 5.32. Protección de pérdida de señal de los TPs.

Fuente: Protecciones Eléctricas del Generador. Beckwith Electric.

Un desbalance de tensión en un circuito equilibrado, implica la presencia de corrientes de secuencia negativa. Por lo tanto, se utiliza este principio para la actuación de este relé. En primer lugar, compara las señales de tensión entre fases provenientes del TP, en caso de que exista un desbalance de las mismas, procede a verificar si existen corrientes de secuencia negativa mediante las señales de corriente provenientes de los TCs.



En caso de que no exista esta corriente desbalanceada, el relé espera un tiempo determinado para evitar su actuación debido a que algún evento transitorio que pudo provocar el desbalance, y en caso de que persista esta condición el relé debe actuar.

5.2.1.3 PROTECCIONES DE RESPALDO.

Las protecciones descritas en las secciones anteriores, para cada evento en particular, pueden fallar en su actuación, lo cual puede deberse a fallas mecánicas, eléctricas, de calibración, de mantenimiento, de diseño, entre otras.

Dependiendo de la naturaleza de cada falla, los daños que pueden provocar tanto en el generador como en el sistema pueden incluso llegar a ser irreparables, o en caso contrario extremadamente costosos.

Por lo cual, es necesario considerar utilizar funciones de protección de respaldo, que permitan despejar las fallas independientemente de su origen, para intentar salvaguardar en primer lugar la vida de las personas y posteriormente la integridad de las máquinas y la estabilidad en el sistema.

Estas funciones de protección de respaldo deben actuar tanto para fallas internas del generador como para las condiciones anormales que se presentan en el sistema, y deben ser calibradas de tal manera que actúen luego de que las fallas no hayan sido despejadas en el tiempo correspondiente por sus respectivos relés de protección.

Las funciones de protección de respaldo mayormente utilizadas son la protección de distancia y la de sobrecorriente restringida por tensión. La elección de una de estas funciones, para brindar respaldo, depende del tipo de protección utilizada en los circuitos adyacentes.

Es importante que independientemente de cuál de las dos funciones sea seleccionada, se utilice la protección de pérdida de señal de los TPs, para evitar disparos inadecuados del generador.

5.2.1.3.1 PROTECCIÓN DE DISTANCIA 21.

Este tipo de protección es utilizada cuando las líneas de transmisión que parten de la central donde se ubican los generadores, utilizan como función principal la protección de distancia. Entonces se selecciona esta protección como respaldo del generador con el objetivo de facilitar y simplificar su calibración y coordinación.

Esta protección brinda respaldo ante cortocircuitos trifásicos y fase-fase, suscitados en el generador, barras, transformador de potencia y líneas de



transmisión cercanas. Utiliza un relé de distancia, el mismo que puede ser de impedancia, de reactancia, tipo Mho, etc.

El relé digital que se a utilizar para la calibración de esta protección de las dos unidades de Saymirín V, es del tipo impedancia, por lo cual se analiza esta característica de operación en especial.

El relé de distancia calcula la impedancia en función de las señales de tensión y corriente que lo alimentan, para determinar si la falla se ubica dentro de su zona de actuación. El cociente de estas dos señales permite establecer la longitud de un radio vector y el ángulo de fase entre las mismas permite establecer la posición de este vector. En la ecuación 5.8 se puede observar tal relación:

$$Z \angle \varphi = \frac{V \angle \varphi_v}{I \angle \varphi_I} \quad [5.8]$$

La característica circular de operación del relé de distancia tipo impedancia se encuentra establecida en un diagrama R-X, cuyo centro es su origen. El radio típico de la característica circular se encuentra entre el 80 y 90% de la impedancia de cortocircuito del transformador de potencia. Cualquier impedancia que sea inferior a la característica de operación provoca la actuación de esta función de respaldo.

Sin embargo, bajo condiciones de desconexión de carga, maniobras de apertura de líneas, o cortocircuitos cercanos, la impedancia vista por el relé puede ubicarse dentro de su zona de actuación, por lo cual es necesario es configurar una temporización para evitar disparos innecesarios del generador.

En configuraciones en las cuales el generador se encuentra conectado a un transformador de potencia, se puede utilizar un escalamiento de dos etapas de protección. La primera etapa debe cubrir una zona hasta el transformador de potencia, mientras que la segunda debe alcanzar hasta la línea de transmisión más larga que parta de la central. Para evitar el traslape en la actuación de las zonas, es necesario configurar también dos temporizaciones independientes para cada etapa.

La calibración de estos tiempos de actuación, deben ser configurados únicamente para los dispositivos de protección que se ubican fuera de la central, ya que en caso de que la falla se produzca en el interior del generador puede actuar inmediatamente.

La figura 5.33 representa la característica de operación de un relé de distancia de una etapa.

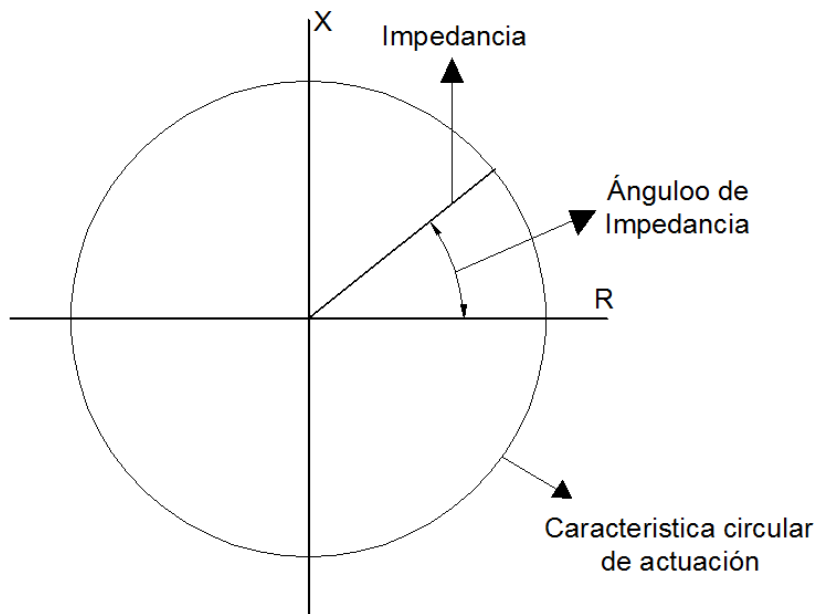


Figura 5.33. Característica de operación de la protección de distancia tipo impedancia.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

En la figura 5.34 se puede observar la disposición de esta función de protección de respaldo. La ubicación de los TCs en el neutro del generador, aseguran la actuación del relé en caso de que la falla ocurra en el interior de la máquina. Mientras que los TP se ubican en los terminales del generador, para asegurar la actuación del relé cuando la unidad se encuentre en vacío.

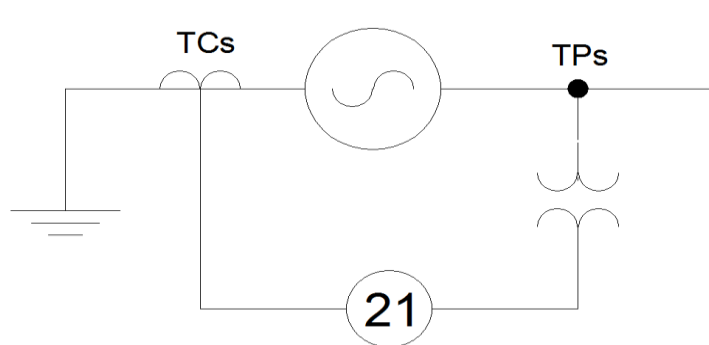


Figura 5.34. Protección de respaldo tipo impedancia 21.

Fuente: Protecciones Eléctricas del Generador. Beckwith Electric.



5.2.1.3.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN 51V.

Este tipo de protección es utilizada cuando el generador se encuentra conectado directamente al sistema, especialmente en sistemas de distribución. Brinda respaldo ante cortocircuitos trifásicos y entre fases que se producen tanto en el generador como en el sistema.

La coordinación de esta función de protección resulta ser un poco más dificultosa, debido a que es necesario coordinar los tiempos y curvas de actuación, con los elementos de sobrecorriente que se encuentran aguas abajo con respecto a la ubicación del generador.

Cuando se produce una falla, la tensión en terminales del generador se ve afectada con la reducción de su valor nominal, por lo cual esta función utiliza un elemento de medida de tensión para controlar su actuación.

Además, una característica muy importante de este tipo de protección, es que permite configurar el ajuste del valor de arranque a corrientes inferiores al de su valor nominal, lo cual es una gran ventaja, debido a la sensibilidad que representa ante fallas lejanas no despejadas y cuando la corriente de aporte de falla por parte del generador ha evolucionado en el tiempo.

Esta protección a su vez puede ser dividida en dos tipos, los mismos que para su actuación requieren de la disminución del nivel de tensión. Estos dos tipos son:

1. Protección de sobrecorriente controlada por tensión
2. Protección de sobrecorriente restringida por tensión.

La protección de sobrecorriente controlada por tensión, basa su actuación en desactivar el disparo por sobrecorriente, hasta que la tensión disminuya por debajo de un valor previamente calibrado, típicamente el 80% de su valor nominal.

Mientras que la protección de sobrecorriente restringida por tensión, cambia el valor de ajuste de disparo de sobrecorriente el cual se reduce en un factor k , en función del cambio que sufre el valor de tensión.

En la figura 5.35 puede observarse su característica de operación.

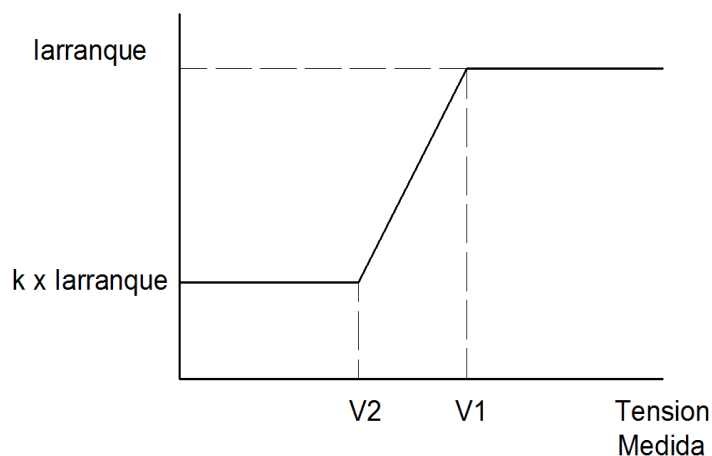


Figura 5.35. Característica de operación de la protección de sobrecorriente restringida por tensión.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

Los TCs que proveen la señal de corriente al relé, se ubican en el neutro del generador, con el objetivo de que el relé pueda ver los aportes hacia la red en caso de que ocurra una falla. En la figura 5.36 se puede observar la disposición de esta función de respaldo.

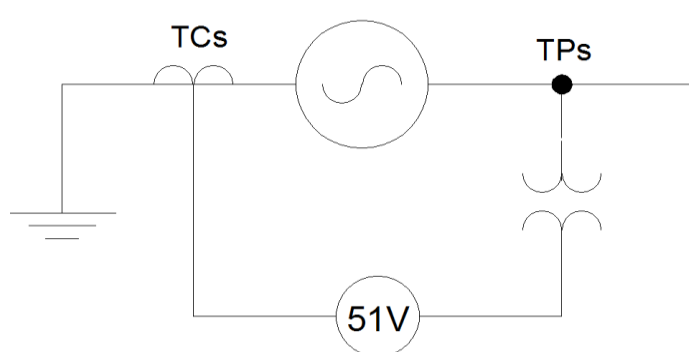


Figura 5.36. Protección de respaldo de sobrecorriente con restricción de tensión 51V.

Fuente: Protecciones Eléctricas del Generador. Beckwith Electric.

5.2.2 FALLAS EN LOS SERVICIOS AUXILIARES.

Los servicios auxiliares de una central eléctrica hacen referencia a los sistemas de alimentación de los equipos de control, protección y monitoreo, los sistemas de alimentación de los equipos motorizados que se encuentran en el patio de maniobras de la subestación, el sistema de iluminación, sistema de aire acondicionado, los sistemas de agua de enfriamiento, los sistemas de lubricación y aire comprimido de las unidades, puente grúa, entre otros.



Los servicios auxiliares son fundamentales para una central de generación, a tal punto que si existe alguna falla en la operación de alguno de los elementos más importantes de éstos servicios, los generadores incluso podrían salir de línea o sufrir graves daños mecánicos y eléctricos.

Esto se debe a que los servicios auxiliares son necesarios para la puesta en marcha, la operación y el paro de las unidades, también son importantes para la correcta operación de los elementos de potencia que se encuentran directamente involucrados con la generación y transporte de energía, y el envío y recepción de señales de los sistemas SCADA..

Debido a la importancia que representan los servicios auxiliares para la correcta operación de la central, es indispensable utilizar funciones especiales de protección que permitan tener en cuenta tanto la coordinación con los elementos aguas abajo, como las condiciones y límites de operación permitidos de los elementos que conforman los sistemas auxiliares.

Adicionalmente, si ocurre una falla en los servicios auxiliares y si ésta no es despejada correctamente, puede comprometer incluso la integridad de los generadores, provocando a su vez que se originen fallas más severas y causando mayores daños.

Recíprocamente, condiciones anormales o fallas tanto en el sistema eléctrico externo o en los generadores próximos, pueden provocar comportamientos erróneos de los elementos que conforman los sistemas auxiliares.

Las principales funciones a utilizar para la protección de los sistemas auxiliares son las siguientes:

- Sobrecorriente 50.
- Sobretensión.
- Bajatensión.

Debido que la operación de estas funciones de protección, es análoga a las descritas para las funciones correspondientes en el generador, no se procede a realizar una descripción detallada. Sin embargo, es importante mencionar que la calibración de estas protecciones se debe realizar en función de los límites de operación de los elementos a proteger.

5.3 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

El transformador de potencia es uno de los elementos de mayor importancia dentro de un sistema de eléctrico. La elección de las funciones apropiadas que conforman su sistema de protección, puede estar condicionadas por aspectos técnicos, económicos, de confiabilidad y por su tamaño e

importancia para el sistema.

5.3.1 CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN.

La protección para el transformador de potencia debe ser del tipo unidad, (en los cuales se debe incluir lo cable que conecta con el generador), y debe brindar protección contra fallas internas y sobrecalentamientos producto de sobrecargas o fallas externas prolongadas; y adicionalmente debe considerar las fallas mecánicas propias de este elemento.

El esquema de protección debe comprender las funciones necesarias para la eliminación de fallas internas a tierra, entre fases, entre espiras, para limitar corrientes de cortocircuito causadas por fallas externas, fallas a tierra o entre fases del cable XLPE y en el generador, para temperaturas elevadas en el aceite y devanados, así como para detectar posibles fugas de aceite y fallas mecánicas.

5.3.2 PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

La protección diferencial es la más comúnmente utilizada en transformadores de 10 MVA o de mayor capacidad; es adecuada para detectar y despejar fallas en el aislamiento de sus devanados, cuya causa principal es la formación de arcos eléctricos en el interior de los pasatapas y fallas en el cambiador de derivaciones (tomas).

En la figura 5.37 se puede observar la ubicación de los TCs que alimentan al rele diferencial.

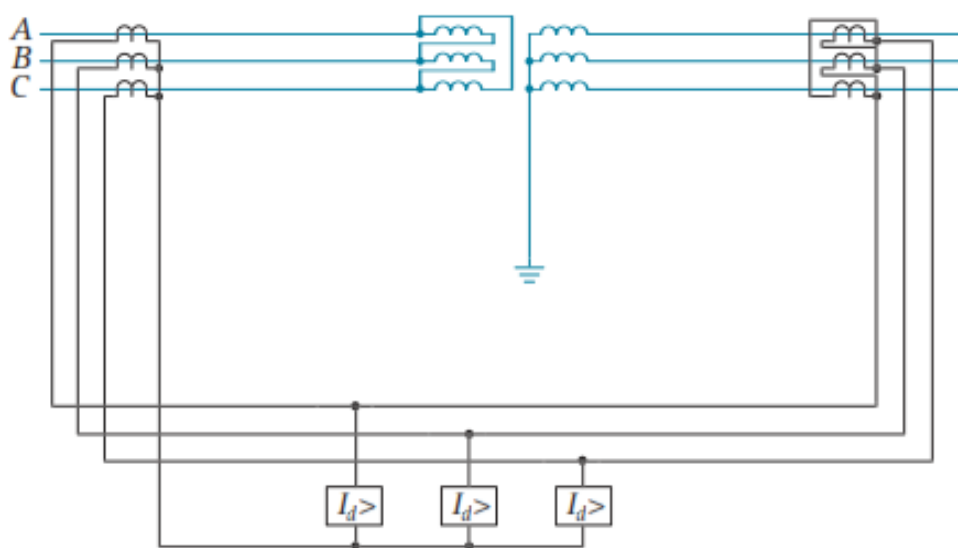


Figura 5.37. Esquema básico de conexión de TCs para la protección diferencial de un transformador conectado en Δ-Y.

Fuente: Network Protection & Automation Guide – Areva. Primera edición.



Esta protección no solo responde a cortocircuitos entre fases y entre fase a tierra, sino que también en menor grado a fallas entre espiras cuando son severas e involucran la reducción en la resistencia de una gran parte del devanado. Las fallas entre fases en un transformador no son muy comunes, pero es necesario considerarlas para realizar el ajuste de esta protección.

Una falla interna menor, que no ocasiona peligro inmediato para la integridad del transformador se la define como una falla incipiente; y si ésta no es detectada oportunamente, con el tiempo puede provocar fallas que involucren graves daños. Las principales fallas de este tipo son las que se producen en el núcleo debido al deterioro del aislamiento entre sus láminas.

5.3.2.1 TIPOS DE RELÉS DIFERENCIALES PARA PROTECCIÓN.

A continuación se describe los diferentes tipos de protección diferencial que son aplicados a un transformador de potencia.

- **Protección diferencial con uso de relés de sobrecorriente temporizados:** Los relés de sobrecorriente sin restricción, tienen poco uso en aplicaciones actuales por ser susceptibles a operar erróneamente debido a las corrientes de magnetización cuando se energiza el transformador y a los errores por saturación o disparidad de los TCs que lo alimentan.
- **Protección diferencial con uso de relés diferenciales porcentuales:** Esta protección implementa una corriente de restricción para evitar disparos innecesarios cuando las corrientes provocadas por fallas externas alcanzan grandes valores y causan la disparidad en la medición de los TCs. Este tipo de protección permite además incrementar la seguridad, al aumentar la sensibilidad para las corrientes de falla.
- **Protección diferencial con uso de relés diferenciales porcentuales con restricción de armónicos:** Estos relés incorporan en su diseño la restricción de armónicos para evitar disparos innecesarios debido a las corrientes de magnetización.

Es recomendable utilizar la protección diferencial porcentual en la protección contra cortocircuitos para transformadores cuya capacidad supere los 10 MVA o para transformadores importantes de potencias menores.

5.3.2.2 CONSIDERACIONES PARA LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

La correcta aplicación de una protección diferencial sobre un transformador requiere poner atención a los siguientes particularices:

Relación de transformación:



Las corrientes nominales en los lados primario y secundario del transformador varían en relación inversa a las tensiones correspondientes, por lo cual es necesario utilizar TCs con relaciones de transformación diferente en los lados del transformador.

También es necesario que los TCs tengan valores nominales que correspondan a las corrientes nominales del devanado del transformador en el cual son ubicados, y que sus corrientes secundarias sean aproximadamente iguales.

Grupo de conexión:

Cuando un transformador es conectado en estrella-delta, la corriente secundaria tiene un desplazamiento de fase de un múltiplo de 30° relativo al lado primario, dependiendo del grupo vectorial.

Este desfaseamiento puede ser compensado por medio de convenientes conexiones secundarias de los TCs. Además, la corriente de secuencia cero que fluye en el lado estrella del transformador no induce corriente en lado del devanado delta. La corriente de secuencia cero, por lo tanto puede ser eliminada del lado estrella conectando los TC en delta. Por la misma razón, los TCs en el lado delta del transformador deben ser conectados en estrella.

Cuando los TCs son conectados en delta, sus valores nominales secundarios deben ser multiplicados por un factor de $\sqrt{3}$, así las corrientes que fluyen en la conexión delta están balanceadas con las corrientes secundarias de los TCs conectados en estrella.

Cambiador de derivaciones:

Si el transformador tiene cambiador de derivaciones es posible variar su relación de transformación, y cualquier sistema de protección diferencial debe ser capaz de hacer frente a esta variación. Como no es práctico variar las relaciones de transformación de los TCs, la protección diferencial debe tener un rango de tolerancia conveniente para poder modificar la sensibilidad de su respuesta de operación.

Debe entonces tenerse en cuenta la variación de la relación de transformación debido al cambiador de derivaciones. Algunos relés permiten realizar ajustes en la restricción para compensar la variación en la relación de transformación y de esta manera garantizar la estabilidad de la protección.

Corriente de magnetización:

Este fenómeno ocurre cuando el transformador es energizado, o cuando la tensión primaria retorna a su valor normal luego de que se haya despejado una



falla externa. La corriente de irrupción o magnetización produce un flujo de corriente en el devanado primario, el cual no tiene equivalente en el devanado secundario. El efecto neto es similar a la situación de una falla interna en el transformador.

Puesto que el relé diferencial ve la corriente de magnetización como una falla interna, es necesario contar con algún método para distinguir entre la corriente de magnetización y la corriente de falla. Estos métodos incluyen:

- La utilización de un relé diferencial con la sensibilidad adecuada para hacer frente a la corriente de magnetización, usualmente obtenida por una unidad que introduce un retraso de tiempo para cubrir el período del pico de magnetización inicial.
- El empleo de un elemento de restricción de armónicos, o una unidad de supervisión en conjunto con una unidad diferencial.
- La inhibición del relé diferencial durante la energización del transformador.

5.3.2.3 TCs PARA LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

Respecto al uso de los TCs en la protección diferencial de un transformador, se debe considerar los siguientes aspectos:

- Por lo general, los TCs en el lado estrella de un transformador estrella-delta deben ser conectados en delta, y los del lado delta deben ser conectados en estrella. Este arreglo compensa el desplazamiento de fase al otro lado del transformador y bloquea la corriente de secuencia cero en el evento de fallas externas a tierra.
- Los relés deben ser conectados para admitir la corriente de carga en ambos lados del transformador. Si existen más de dos devanados, es necesario considerar todas las combinaciones, tomando dos devanados a la vez.
- Las relaciones de los TCs deben seleccionarse para producir el máximo balance posible entre las corrientes secundarias de ambos lados del transformador bajo condiciones de carga máxima. Si hay más de dos devanados, deben considerarse todas las combinaciones, tomando dos devanados a la vez y la potencia nominal del devanado primario.

5.3.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.

La protección de sobrecorriente en transformadores de potencia, es utilizada como protección de respaldo de la protección diferencial y para fallas externas. Los relés de sobrecorriente sólo se utilizan como protecciones principales cuando el costo de la protección diferencial no está justificado por

la importancia del transformador.

Para ajustar los relés de sobrecorriente se debe seleccionar los parámetros que definen las características tiempo-corriente de ambas unidades (instantánea y temporizada). Este proceso se lo tiene que hacer dos veces, una vez por los relés de fase y luego repetirlos por los relés de tierra.

Debe usarse la corriente de cortocircuito trifásica para calibrar los relés de fase y la corriente de cortocircuito de fase-tierra para ajustar los relés de tierra.

5.3.3.1 UNIDADES DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEAS.

El uso de la unidad instantánea de fase para la protección de transformadores no es tan recomendable, pues se pueden presentar operaciones indeseadas ante corrientes de energización o por fallas en otros niveles de tensión.

Cuando se utiliza esta unidad, su ajuste debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de baja tensión del transformador y también a la corriente de irrupción del transformador, para evitar disparos inadecuados.

Las unidades instantáneas son más efectivas cuando las impedancias de los elementos del sistema que está siendo protegido son grandes en comparación con la impedancia fuente. Esto ofrece las siguientes ventajas:

- Reducir el tiempo de operación de los relés para fallas severas del sistema.
- Evitar la pérdida de selectividad en un sistema de protección que contiene relés con características diferentes; esto es obtenido mediante el ajuste de las unidades instantáneas, ellas operan antes del cruce de las características del relé como se observa en la figura 5.38.

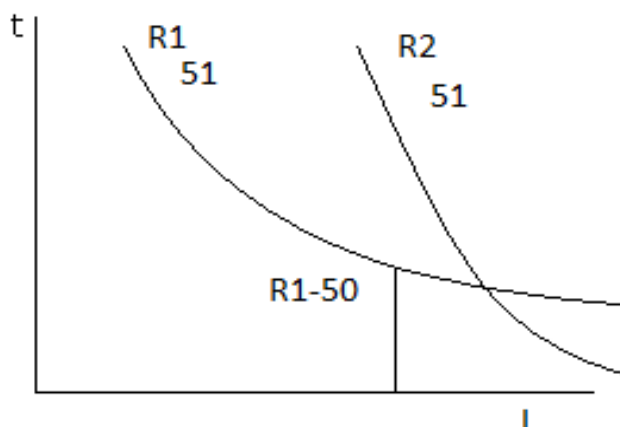


Figura 5.38. Preservación de la selectividad de la protección de sobrecorriente usando unidades instantáneas.

Fuente: Elaboración propia.

Las unidades instantáneas de los relés de sobrecorriente instalados en el lado primario del transformador se deben ajustar a un valor entre el 125% y el 150% de la corriente de cortocircuito que existe en la barra de baja tensión, referida al lado de alta tensión, para evitar la falta de coordinación con las corrientes de magnetización cuando el transformador es energizado.

Si las unidades instantáneas de la protección de sobrecorriente del devanado secundario del transformador y los relés de alimentadores están sometidos al mismo nivel de cortocircuito, las curvas de las unidades instantáneas del transformador necesitan ser recorridas para evitar la pérdida de selectividad.

Lo anterior se puede evitar si existen enlaces de comunicación entre estas unidades que puedan bloquear la protección de sobrecorriente instantánea del transformador para fallas detectadas por la protección de sobrecorriente instantánea del alimentador.

5.3.3.2 PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA.

Se recomienda ajustar el valor de arranque de los relés de sobrecorriente de tierra en un valor del 40% de la corriente nominal del transformador, dado que los niveles de desbalance esperados en el sistema son inferiores. La característica de tiempo inverso se determina de acuerdo con el estudio de cortocircuitos y la coordinación con las protecciones aledañas. En la siguiente figura se puede observar la disposición de los elementos para esta protección.

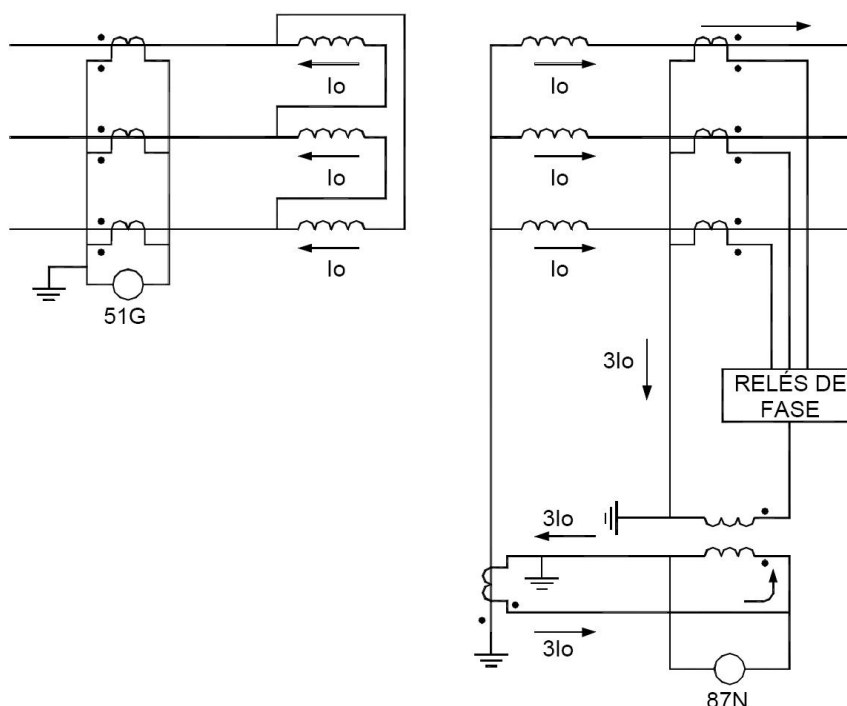


Figura 5.39. Protección de falla a tierra de una conexión delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente.

Fuente: Network Protection & Automation Guide – Areva. Primera edición.



Para el ajuste de los relés de sobrecorriente de tierra, se simulan fallas monofásicas y de alta impedancia en varios puntos del sistema (varios niveles de tensión del transformador), se registran las corrientes residuales y a partir de estos resultados se escogen los ajustes más adecuados haciendo las verificaciones del caso y cuidando de que los ajustes les permitan tener un alto grado de sensibilidad y mantener una selectividad apropiada.

5.3.3.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE PARA EL DEVANADO TERCIARIO.

Por lo general el devanado terciario de un transformador es de menor capacidad que los otros dos. Los relés de sobrecorriente que protegen los devanados primario y secundario normalmente no ofrecen protección para el devanado terciario.

En condiciones de fallas externas a tierra, en este devanado terciario circulan corrientes muy altas, por lo tanto, se debe disponer de un relé independiente de sobrecorriente para dicho devanado.

El método a seleccionar para proteger este devanado, generalmente depende de la carga conectada. En caso de no tener carga, la protección puede consistir en un relé de sobrecorriente conectado en serie a uno de los TCs ubicado en el interior de la conexión delta. Este relé sólo detecta fallas a tierra del sistema y fallas entre fases en el terciario o entre sus conexiones.

Si el devanado terciario alimenta una carga conectada en estrella aterrizada, se puede proteger parcialmente con un solo relé de sobrecorriente, alimentado por tres TCs, uno en cada devanado de la conexión delta y conectados en paralelo al relé. Esta protección sólo detecta corrientes de secuencia cero; por lo tanto, sólo opera para fallas a tierra en la conexión delta terciaria, pero no cubre las fallas entre fases.

5.3.4 PROTECCIONES MECÁNICAS.

Las protecciones mecánicas que se usan en un transformador dependen del tipo de equipo a proteger y de su capacidad. Las protecciones mecánicas comúnmente encontradas en transformadores de potencia son las siguientes:

Relé de presión súbita o válvula de sobrepresión (SPR).

Estos relés son aplicables para transformadores de tipo sumergidos en aceite, operan por cambios súbitos de presión del aceite que se originan durante fallas internas.

El relé está diseñado para no operar por presiones estáticas o cambios de presión resultantes de la operación normal del transformador que pueden ocurrir ante variaciones normales de carga y de temperatura. Son usados generalmente para dar disparo en paralelo con el relé diferencial, pero también pueden ser utilizados para dar únicamente alarma si se prefiere.

Los tiempos típicos de operación de un relé SPR (Sudden Pressure Relay) varían desde medio ciclo hasta 37 ciclos, dependiendo de la magnitud de la falla. Su uso está recomendado para transformadores con capacidad superior a 5 MVA.

Relé Buchholz.

Este relé es una de las protecciones propias del transformador y se utiliza ampliamente en aquellos que están sumergidos en aceite. Es una combinación de acumulador de gas y relé de aceite; y es instalado en la parte superior del tanque principal. Sirve para detectar fallas internas, cortocircuitos, arcos eléctricos y bajo nivel de aceite.

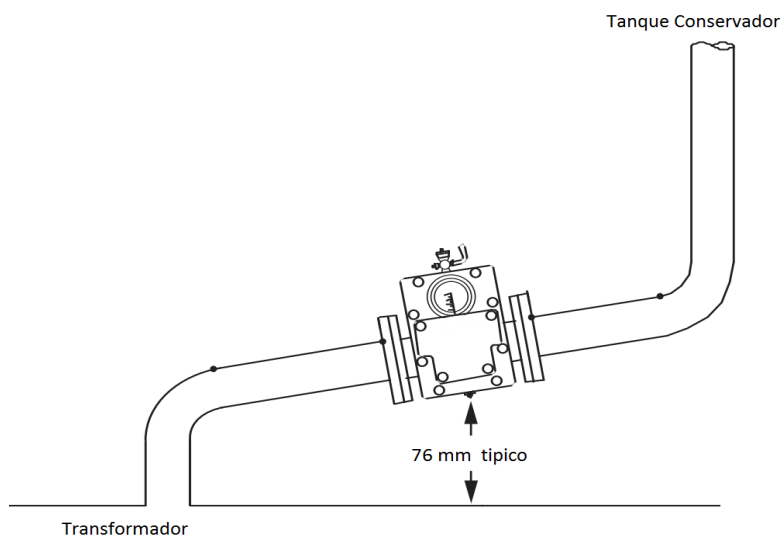


Figura 5.40. Aspecto físico e instalación de un relé Buchholz.

Fuente: Network Protection & Automation Guide – Areva. Primera edición.

Detectores del nivel de aceite.

Este relé opera cuando el nivel de aceite no es el mínimo requerido para garantizar el aislamiento adecuado, al cerrar contactos que disparan el interruptor del transformador.

Detectores de temperatura.

Generalmente consisten en termómetros o RTD, que se instalan en los



devanados del transformador para detectar temperaturas muy altas que se pueden presentar por sobrecargas o daños en el sistema de refrigeración.

Relé de imagen térmica.

Esta protección evita los excesos de temperatura no admisible. Consiste de una resistencia inmersa en el aceite del transformador y que está conectada a los TCs ubicados a la salida del transformador; el calentamiento de esta resistencia es medida con un sensor de temperatura para dar alarma, disparo o control del mecanismo de enfriamiento de los transformadores.

5.4 PROTECCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Las líneas de transmisión por su naturaleza de instalación son los elementos que presentan mayor dificultad para una adecuada supervisión, por esta razón la presencia de fallas en éstas resultan de difícil detección.

La mayoría de fallas en las líneas de transmisión son de naturaleza transitoria con efectos son despreciables, sin embargo se producen muchas fallas de larga duración las cuales provocan graves efectos en la continuidad del servicio y la estabilidad del sistema.

La protección para líneas de transmisión debe ser capaz de discernir entre fallas transitorias y permanentes, y actuar con presión y velocidad suficiente para comprometer la menor área posible del sistema.

Los siguientes factores se deben tener en cuenta al momento de elegir las funciones de protección a utilizar para una línea de transmisión.

- Tipo de circuito: cable, línea aérea, una línea, líneas en paralelo, etc.
- Función e importancia de la línea: efecto que tiene la salida de la línea en la continuidad del servicio, tiempo que se requiere para despejar una falla, nivel de tensión.
- Otros requerimientos: compatibilidad con el equipamiento existente en las líneas y sistemas adyacentes, coordinación con los elementos de protección aguas abajo y arriba de la ubicación de la línea.

Las principales protecciones usadas para proteger las líneas de transmisión son:

- Protección de sobrecorriente.
- Protección de distancia.
- Protección de distancia con comunicación.
- Protección diferencial de línea.

5.4.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.

Los relés de sobrecorriente son la forma más económica y simple de proteger una línea de transmisión, su inconveniente es que necesita ser reajustada cuando cambian las condiciones de la red eléctrica. Son utilizados de las siguientes formas:

- Instantáneo.
- Temporizado.
- Direccional (instantáneo y/o temporizado).

Sólo se emplea esta protección cuando la corriente de falla es mayor a la de carga, debido a que no puede realizar una discriminación de éstas corriente.

Las corrientes de cortocircuito en la línea dependen de la impedancia que existe entre la fuente y el punto de falla. Por lo tanto, la zona de la línea protegida por un relé de sobrecorriente depende en gran medida de las características del sistema eléctrico.

Generalmente, esta protección es utilizada en configuraciones con líneas radiales, como se muestra en la figura 5.41. En líneas donde existe alimentación desde ambos extremos, se utilizan relés de sobrecorriente direccional con o sin esquemas de teleprotección.

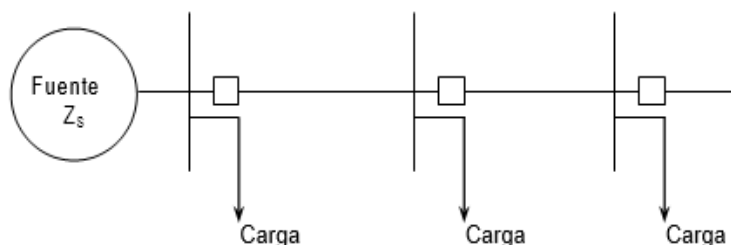


Figura 5.41. Esquema radial de una línea de transmisión.

Fuente: Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia.
FING 2007.

5.4.2 PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

En los circuitos de transmisión de alta tensión, los niveles de corriente de falla son elevados, por lo cual si una falla no es despejada con velocidad suficiente puede causar inestabilidad al sistema así como graves daños a los equipos.

Para cumplir de mejor manera con el requerimiento de velocidad de un sistema de protecciones, se emplean relés de distancia en lugar de los de

sobrecorriente. Las ventajas de emplear los relés de distancia dentro de un sistema de protecciones, en comparación a los de sobrecorriente son:

- Mayor zona de operación instantánea.
- Mayor sensibilidad
- Más fáciles de ajustar y coordinar.
- No son tan susceptibles a los cambios en la configuración del sistema de potencia

Un relé de distancia calcula la impedancia mediante el cociente entre las señales de tensión y la corriente del punto donde se ubican los TPs y TCs respectivamente; y determina si existe una condición de falla, si la impedancia medida se ubica dentro de su zona de operación.

En las líneas de transmisión la impedancia es proporcional a su longitud, por ello es apropiado utilizar relés de distancia para medir su impedancia vista desde la ubicación del relé hasta un punto de la falla. Por tal motivo, a los relés de impedancia se los suele llamar también como relés de distancia.

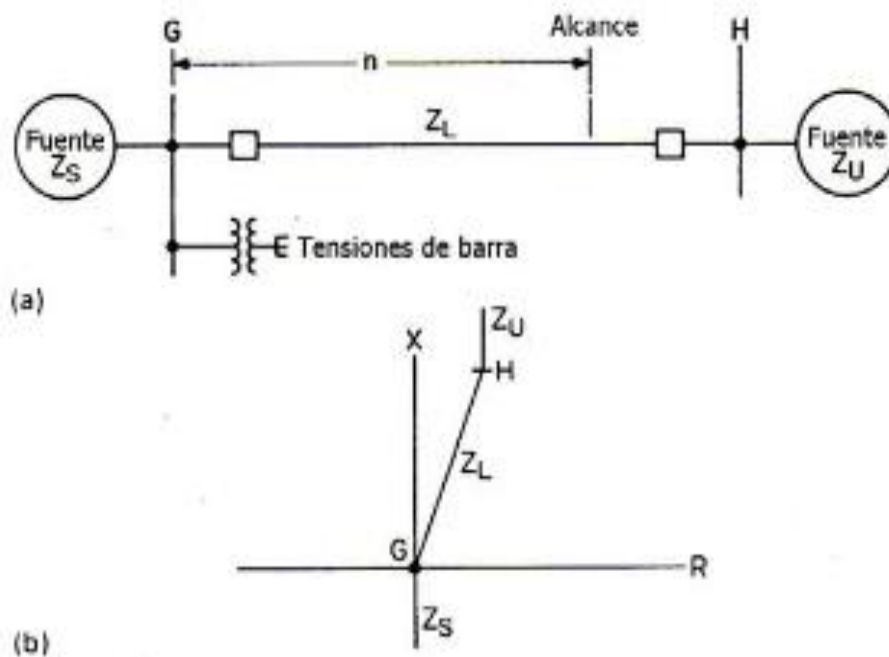


Figura 5.42. Protección con relé de distancia. (a) Esquema unifilar. (b) Diagrama R-X de la característica de impedancia que ve el relé.

Fuente: Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia. FING 2007.

En la figura 5.42 se observa una línea protegida por un relé de distancia, instalado en la barra G. El sistema también puede ser representado por una

gráfica R-X (plano de impedancia).

Los relés de distancia se pueden clasificar según la forma de sus zonas de operación. En general se reconocen cuatro formas de la característica de operación, las cuales se muestran en la figura 5.43. De izquierda a derecha son respectivamente.

- Característica tipo impedancia.
- Característica tipo admitancia o tipo Mho.
- Característica tipo reactancia.
- Característica tipo poligonal o cuadrilateral.

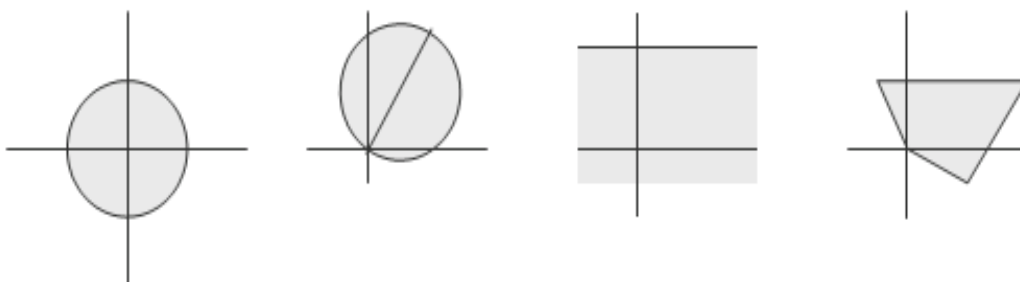


Figura 5.43. Características de operación de los relés de distancia.

Fuente: Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia. FING 2007.

En un sistema de potencia trifásico, hay 10 tipos diferentes de fallas:

- Trifásica: A-B-C.
- Bifásicas: A-B, B-C, A-C.
- Bifásicas a tierra: A-B-G, B-C-G, A-C-G.
- Una fase a tierra: A-G, B-G, C-G.

Las ecuaciones que representan las relaciones entre tensión y corriente, en la ubicación del relé, son diferentes para cada tipo de falla. Es fundamental en los relés de distancia, independientemente del tipo de falla, medir la impedancia de secuencia positiva para que los ajustes de las zonas de operación se realicen en base a este valor.

Zonas de protección.

El esquema básico de los relés de distancia comprende una zona 1 instantánea y al menos dos zonas con disparo temporizado. Los ajustes típicos para este relé mediante 3 zonas se muestran en la figura 5.44. Los relés digitales pueden tener hasta 5 zonas y algunas de ellas se las puede ajustar para operar hacia atrás. Los ajustes típicos de cada zona suelen ser:

Zona 1: Alcance = 80% impedancia de la línea. Tiempo: instantáneo
Zona 2: Alcance = 120% impedancia de la línea. Tiempo: 0,3 a 0,6 segundos.
Zona 3: Alcance = respaldo de líneas adyacentes. Tiempo: > 1 segundos.

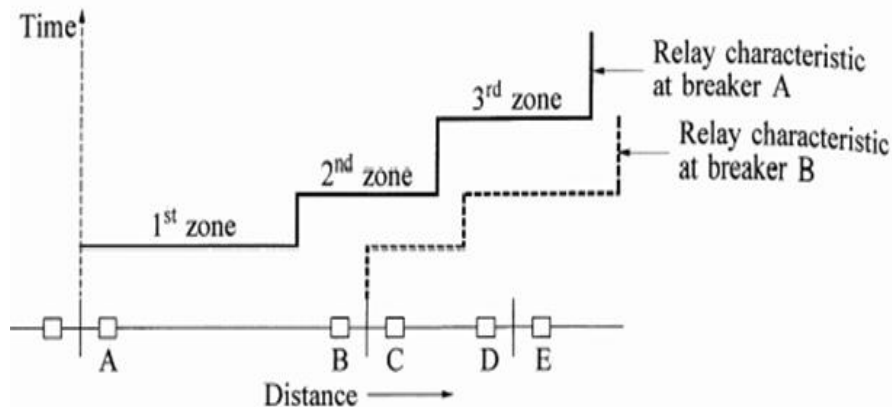


Figura 5.44. Zonas de operación de los relés de distancia.

Fuente: Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia. FING 2007.

Este tipo de protección no es adecuado cuando se requiere un disparo instantáneo en ambos extremos de la línea, como se muestra en la figura 5.45, lo cual es crítico para mantener la estabilidad del sistema de potencia. En estos casos se utilizan relés de distancia comunicados.

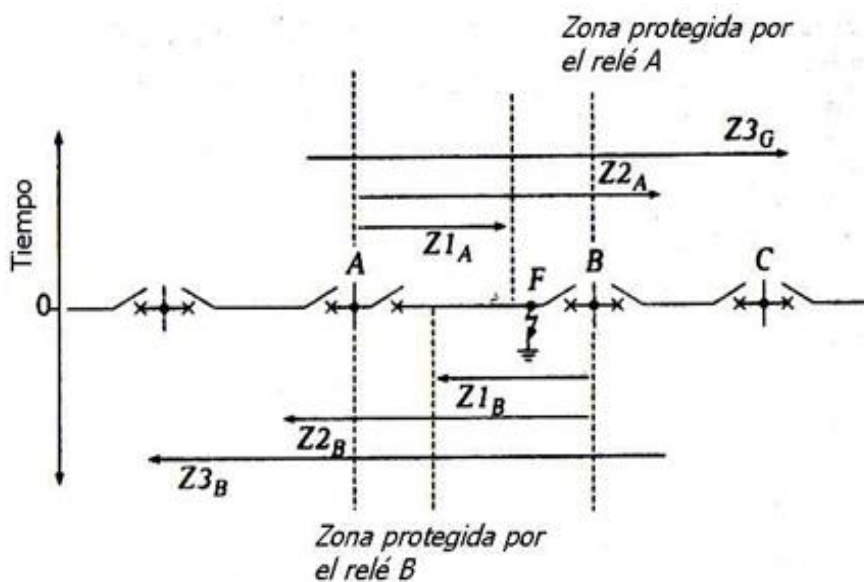


Figura 5.45. Relés de distancia con disparo sincronizado simultáneo.

Fuente: Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia. FING 2007.

5.4.2.1 RELÉS DE DISTANCIA CON COMUNICACIÓN.

Para lograr disparos instantáneos en ambos extremos de la línea se utilizan



relés de distancia habilitados con esquemas de teleprotección, en los que se interconectan los relés en ambos extremos de la línea mediante canales de comunicación, para poder identificar si la falla es dentro de las zonas actuación y así poder operar en forma instantánea para cubrir fallas en toda su longitud.

El objetivo del canal de comunicación es transmitir información sobre las condiciones del sistema desde un extremo hacia el otro, incluyendo transferencia de disparo o bloqueo del interruptor remoto. Los medios de comunicación que generalmente se utilizan son:

- Onda portadora (carrier).
- Microonda.
- Fibra óptica.

Los esquemas de comunicación se dividen en:

- Esquemas de transferencia de disparo, en los que la recepción de una señal inicia un disparo del interruptor.
- Esquemas de bloqueo, en los cuales la recepción de una señal bloquea el disparo al interruptor.

PSB: Bloqueo por oscilación de potencia.

Esta función permite diferenciar entre una falla y una oscilación de potencia; en caso de que el evento se trate únicamente de una oscilación bloquea la protección de distancia, pero sigue activa para identificar posibles fallas que se produzcan durante esta oscilación.

El disparo indebido de interruptores durante una oscilación de potencia puede causar daño al equipamiento y contribuir a la desconexión de varias áreas del sistema. Por lo tanto, es necesario el disparo controlado de ciertos elementos en determinados puntos del sistema, para evitar daños a los equipos y minimizar los efectos de la perturbación.

OST: Disparo por oscilación de potencia.

Esta función permite diferenciar entre oscilaciones estables e inestables de potencia; y permite disparar líneas para evitar el daño de los equipos y que la perturbación se extienda en el sistema.

En el caso que dos áreas de un sistema de potencia o sistemas de potencia interconectados pierden sincronismo, tanto las áreas como los sistemas deben desconectarse en forma rápida y automática para impedir daños en los equipamientos y apagones.



Un sistema debe desconectarse en puntos específicos formando islas, subsistemas o áreas independientes, en las cuales se mantenga el balance entre generación y carga, aunque no siempre puede lograrse este objetivo, por lo tanto es necesario recurrir a un esquema de aliviode carga para lograr el equilibrio y evitar apagones.

5.4.3 OSCILACIÓN DE POTENCIA.

La pérdida de sincronismo entre sistemas o entre un generador y el sistema, afectan los esquemas de protección de las líneas de transmisión. En particular, algunos relés utilizados para la protección de las líneas, pueden operar para oscilaciones de potencia estables.

Relé de sobrecorriente bajo oscilación de potencia.

Los relés de sobrecorriente de fase instantáneos pueden operar durante una oscilación de potencia, si la corriente que circula por la línea durante la oscilación supera el valor de ajuste del relé.

Los relés de sobrecorriente de fase temporizados probablemente no operen durante una oscilación de potencia; pero esto depende de la magnitud de la corriente y del tiempo ajustado.

Relé de distancia bajo oscilación de potencia.

Los relés de distancia responden a los valores de secuencia positiva. La impedancia medida por el relé durante una oscilación de potencia varía en función del ángulo, entre las tensiones equivalentes del sistema.

Durante una oscilación de potencia pueden operar tanto la zona 1, que generalmente es instantánea, como las zonas utilizadas en los esquemas de teleprotección. Las zonas de respaldo temporizadas, generalmente no operan durante una oscilación de potencia, pero eso depende de sus ajustes.

5.4.4 PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

La protección diferencial de línea es cada vez más común, sobre todo en líneas de gran importancia para el sistema, y en aquellas en las cuales su configuración complica la implantación de los esquemas mencionados anteriormente. La protección diferencial requiere el uso de relés comunicados en cada extremo de la línea protegida.

Por lo general la protección diferencial se aplica en líneas de dos terminales, pero su aplicación para línea de tres terminales también es bastante común, precisamente porque en éstas se presenta inconvenientes para la aplicación de

esquemas de protección de distancia o sobrecorriente. La figura 5.46 muestra un arreglo para protección diferencial de una línea de tres terminales.

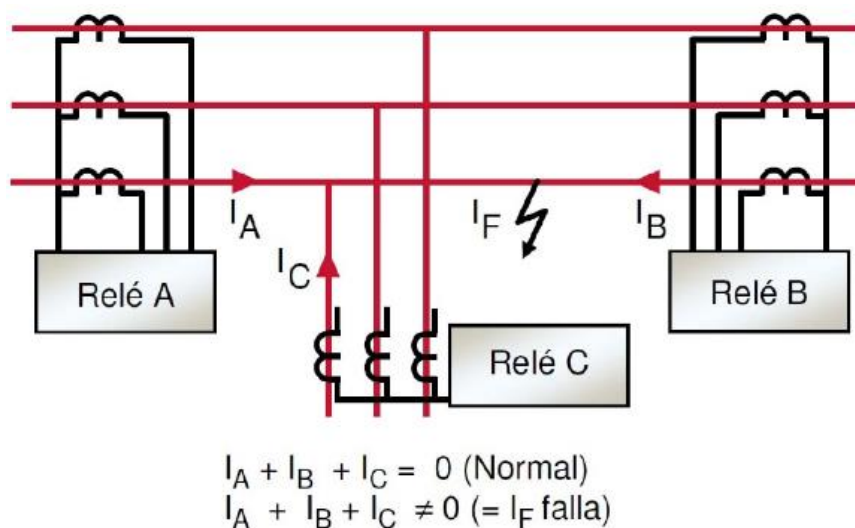


Figura 5.46. Protección diferencial de tres terminales.

Fuente: <http://es.scribd.com/doc/31339609/2-1-PROT-DIFERENCIAL-LINEAS>.

En este esquema cada relé mide la corriente local y envía su información a los relés de los otros extremos. Con lo que se consigue que las corrientes pueden ser sumadas y procesadas en cada dispositivo, pudiendo así determinar la presencia de una corriente diferencial por cualquiera de ellos.

Para comunicar los relés se necesita un canal de comunicación que enlace los tres equipos de protección, generalmente este enlace se lo realiza por medio de fibra óptica.

Los criterios de ajuste para la protección diferencial de línea así como para el resto de elementos del sistema, requieren considerar todos los posibles desbalances que produce la circulación de corrientes diferenciales en condiciones normales de operación, con el objetivo de fijar el umbral de arranque por sobre estos valores. La corriente producto del efecto capacitivo de la línea suele ser la principal fuente de corriente diferencial no correspondiente a una falla.

5.5 PROTECCIÓN DE LA BARRA COLECTORA.

Las fallas internas en barras colectoras ocurren muy casualmente y generalmente son de una de las fases a tierra, estas fallas tienden a ser muy severas en lo que respecta al daño producido en el punto de falla y a los efectos sobre el sistema de potencia.

Las características del esquema de protección para barras colectoras quedan sujetas a la importancia que tenga la instalación dentro del sistema eléctrico, independientemente del nivel de tensión y de los circuitos que esta tenga.

En el caso de Saymirín la barra 69 kV es de particular importancia, pues una falla en ella implicaría sacar de línea toda la central. La protección de la barra se la realiza con juegos de TCs ubicados en las tres posiciones de barra y un relé encargado de monitorear, controlar y proteger la barra mediante la supervisión de las señales provenientes de estos dispositivos.

5.5.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

La protección diferencial es el método más confiable utilizado para la protección de barras. El problema que se presenta en su implantación es el número de circuitos involucrados en la barra, y por lo tanto, los diferentes niveles de corriente en los TCs asociados, bajo condiciones de falla.

En la siguiente figura se observa la disposición de los elementos para esta función de protección.

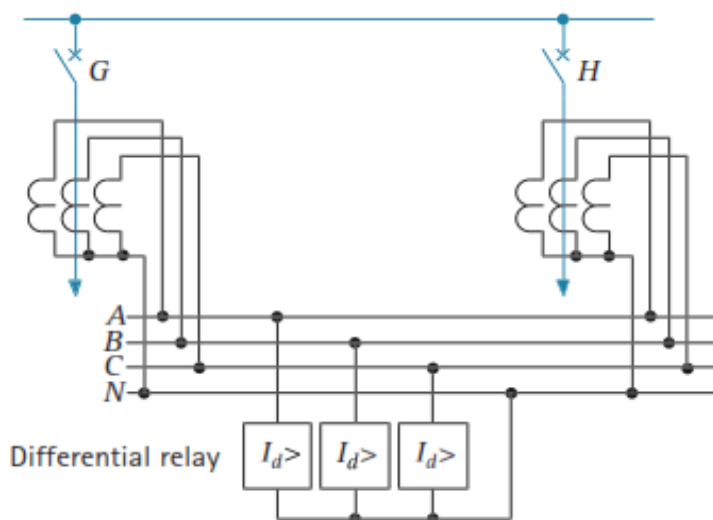


Figura 5.47. Conexión básica de protección diferencial de barra que detecta fallas de fase a tierra, en dos posiciones de barra.

Fuente: Network Protection & Automation Guide – Areva. Primera edición.

La protección diferencial funciona calculando la diferencia de las corrientes que entran y salen de la barra protegida. Para ello se debe tomar en cuenta que existen diferencias que no son provocadas por una falla. Estas corrientes diferenciales que corresponden a la operación normal pueden tener tres componentes:



- Las corrientes de magnetización.
- El error de relación en los TCs.
- El error debido a la saturación de los TCs.

La corriente diferencial no debida a una falla es igual a la suma de las tres componentes mencionadas anteriormente y su cálculo permite establecer el ajuste del relé diferencial para que no efectúe una falsa operación.

5.6 DEFINICIÓN DE LAS PROTECCIONES A SER IMPLANTADAS EN SAYMIRÍN V.

Considerando los requerimientos de ELECASUTRO de los pliegos de la obra solicitadas al contratista con respecto al tema de las protecciones para los generadores, transformador, barra de 69 kV y línea de transmisión; y en base a la fundamentación teórica de las diferentes protecciones analizadas y tomando en cuenta las protecciones de uso general para cada uno de los elementos que recomienda la literatura especializada en aplicaciones de relés de protección, se ha establecido la implantación del siguiente esquema de protecciones para la fase V de la central.

5.6.1 GENERADORES.

Los generadores por su naturaleza dinámica tienden a ser más susceptibles a fallas, por lo cual deben ser los elementos con más funciones de protección implantadas. Su protección principal es la diferencial de corriente, la misma que se completa con protecciones adicionales que permiten garantizar la integridad del generador contra fallas internas y externas, así como para condiciones anormales de operación.

Las protecciones a implantar son las siguientes:

- Protección diferencial 87G.
- Protección de sobrecarga térmica 49.
- Protección térmica de secuencia de fase inversa 46T.
- Protección de potencia inversa 32.
- Protección de pérdida de campo 40.
- Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V.
- Protección de bajatensión 27.
- Protección de sobretensión 59.
- Protección de frecuencia anormal 81.
- Protección de falla a tierra del rotor 64R.
- Protección direccional de sobrecorriente de falla a tierra 67N.
- Supervisión de los transformadores de tensión 60.
- Protección de pérdida de sincronismo 25.



5.6.2 TRANSFORMADOR.

El transformador de potencia de Saymirín V utiliza la protección diferencial de corriente de tres terminales como principal, la cual cubre también la barra colectora de 6,3 kV. Esta protección es respaldada por las protecciones de sobrecorriente direccional de fases y tierra, de sobre y bajatensión, conjuntamente con la protección contra falla del interruptor.

Las protecciones a implantar son las siguientes:

- Protección diferencial de tres terminales 87T.
- Protección contra bajatensión 27.
- Protección contra sobretensión 59.
- Protección temporizada contra sobrecorriente por fallas entre fases y a tierra 51/51N.
- Protección instantánea contra sobrecorriente para fallas entre fases y a tierra 50/50N.
- Protección direccional contra sobrecorriente de fases y a tierra 67/67N.
- Protección contra falla del interruptor 50BF.

5.6.3 BARRA DE 69 kV.

Para la protección de este elemento se utiliza la protección diferencial para tres posiciones en configuración de barra simple y se respalda con la protección contra fallo de interruptor.

Las protecciones a implantar son las siguientes:

- Protección diferencial de barra 87B.
- Protección contra fallo de interruptores 50BF.

5.6.4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

La línea de transmisión por tener una configuración en Y con la central Saucay y la subestación 7, se recomienda la implantación de la protección diferencial de tres terminales para brindar la protección completa de toda su longitud. Como protección de respaldo se recomienda utilizar la protección de distancia que generalmente incorporan los relés diferenciales, previamente al constatar su aplicación adecuada para la configuración de la línea.

Si la protección de distancia no puede ser implantada se debe hacer uso de la protección de sobrecorriente direccional como respaldo.

Las protecciones para la línea de transmisión son las siguientes:

- Protección diferencial de tres terminales 87.
- Protección de distancia 21.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

- Protección contra sobrecorriente de fases 50/51.
- Protección contra sobrecorriente de tierra 50N/51N.
- Protección direccional de sobrecorriente de fases y tierra 67/67N.
- Protección contra Bajatensión 27.
- Protección contra Sobretensión 59.
- Protección contra falla del interruptor 50BF.

El esquema de protección propuesto para la implantación en Saymirín V se puede observar en el plano del Anexo E.



6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL SAYMIRÍN.

6.1 INTRODUCCIÓN.

Es necesario entender el comportamiento que presentan los diferentes componentes de un sistema eléctrico ante las perturbaciones que se dan en la red, pues dependiendo de dichas conductas, se establece las condiciones y parámetros bajo los cuales los relés de protección deben actuar.

En el presente capítulo se procede a realizar la primera propuesta de ajuste y coordinación de todas las funciones de protección definidas en el Capítulo 5, para las unidades de generación, servicios auxiliares, transformador de potencia, barra de la subestación y línea de transmisión, que corresponden a la fase V de la central Saymirín.

Partiendo del diseño del esquema del sistema de protecciones para Saymirín V, es muy importante realizar un correcto ajuste de los parámetros de todas las funciones de protección, para garantizar la actuación adecuada y selectiva de los distintos relés a ser instalados, con el objetivo primordial de salvaguardar la integridad física de las personas, reducir el daño hacia los elementos de la central y minimizar los costos por salida de servicio de las unidades.

El ajuste de los parámetros en los esquemas de protección para cada relé, debe permitir la actuación selectiva de las funciones de protección ante cualquier evento de falla o perturbación en la red. Por lo cual, se debe establecer adecuados tiempos de actuación en coordinación con otras funciones, para delinear la actuación de cada protección clasificándola como principal o como de respaldo.

Los relés digitales son dispositivos que actúan mediante una lógica de disparo o de alarma, cuando al comparar las señales de entrada existe una desviación con los valores de referencia previamente establecidos.

Para cada protección, se procede a realizar su ajuste y coordinación correspondiente, basándose en las recomendaciones sugeridas por la literatura especializada y apoyándose en las normas dictadas por la IEEE o la IEC.

La marca, serie y modelo de los relés digitales seleccionados para desempeñar las funciones de monitoreo y de protección de Saymirín V se detallan a continuación:



	MARCA	SERIE	MODELO
Generador	Schneider Electric	MiCOM	P343
Servicios Auxiliares	General Electric	MULTILIN	350
Barra de 69 kV	Schneider Electric	MiCOM	P746
Transformador de potencia	Schneider Electric	MiCOM	P643
Línea de transmisión	Schneider Electric	MiCOM	P543

Tabla 6.1. Modelos de IED a utilizar en la central Saymirín y en las líneas de transmisión Saymirín – Corpanche, Saucay – Corpanche, y Corpanche – Ricaurte.

Fuente: Elaboración propia.

6.2 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR.

El generador eléctrico cuenta con el mayor número de funciones de protección a ser activadas, debido a que como se mencionó anteriormente, debe ser protegido tanto para fallas internas como para condiciones anormales de operación y perturbaciones en la red. Las funciones seleccionadas en el diseño del esquema de protección del generador son las siguientes:

- Protección diferencial 87G.
- Protección de sobrecarga térmica 49.
- Protección térmica de secuencia de fase inversa 46T.
- Protección de potencia inversa 32.
- Protección de pérdida de campo 40.
- Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V.
- Protección de bajatensión 27.
- Protección de sobretensión 59.
- Protección de frecuencia anormal 81.
- Protección de falla a tierra del rotor 64R.
- Protección direccional de sobrecorriente de falla a tierra 67N.
- Supervisión de los transformadores de tensión 60.
- Protección de sincronismo 25.

6.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES DE SAYMIRÍN V.

Los dos generadores eléctricos trifásicos tipo sincrónico de Saymirín V, suministrados por el Consorcio CEDHI son de marca WEG. Los grupos generadores son de tipo eje vertical, las características eléctricas y mecánicas necesarias para el ajuste y coordinación de su sistema de protecciones se detallan a continuación:



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DATOS NOMINALES	SÍMBOLO	UNIDAD	
Potencia aparente	S	KVA	4.200
Potencia activa	P	KW	3.780
Tensión entre fases	V_a	V	6.300
Corriente de armadura	I_a	A	384,9
Factor de potencia			0,9
Frecuencia	f	Hz	60
Potencia Reactiva	Máx	KVAR	1.098,4
	Mín	KVAR	-1.830,7
Conexión			Y puesto a tierra a través de una resistencia
Velocidad	N	rpm	600
Polos			12
Corriente de campo a carga nominal	I_c	A	10,8
Tensión de campo a carga nominal	V_c	V	101,54
Sistema de excitación			Brushless PMG
Resistencia de puesta a tierra	R_{pt}	Ohmios	14,5
Devanado amortiguador			SI
Altitud		m	2723
Refrigeración			IC01, autoventilado con circuito abierto de aire
REACTANCIAS	UNIDAD	SATURADA	NO SATURADA
X_d	pu	0,8714	0,9216
X'_d	pu	0,2184	0,2232
X''_d	pu	0,1925	0,1965
X_q	pu	0,5955	0,6286
X''_q	pu	0,1468	0,1483
X_2	pu	0,17	0,17
X_0	pu	0,06	0,07
CONSTANTES DE TIEMPO	UNIDAD	SATURADA	NO SATURADA
T_a	s	0,0636	0,0647
T'_d	s	0,5523	0,5427
T''_d	s	0,021	0,024



$T_{do'}$	s	21,411	22,592
$T_{do''}$	s	0,0262	0,027

Tabla 6.2. Características de los generadores de Saymirín V.

Fuente: Planilla de datos WEG. CEDHI Ingeniería de detalle Saymirín V.

6.2.2 RELÉ MiCOM P343.

Este relé digital está diseñado para brindar protección de alta calidad a las unidades de generación, debido a que proporciona la integración flexible y confiable de las funciones de protección, control, monitoreo y medición.

Los beneficios de utilizar este relé de protección son los siguientes¹²:

- *Amplia funcionalidad de protección para cumplir con los requerimientos para la mayoría de las aplicaciones de protección de generador.*
- *El esquema lógico programable permite al usuario personalizar fácilmente las funciones de protección y control.*
- *Opciones flexibles de comunicación con diversos protocolos y puertos de comunicación disponibles.*

Las funciones de protección, control, monitoreo y medición que integra el relé MiCOM P343 se enlistan a continuación:

NOMENCLATURA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
87	Diferencial	1
	Entre espiras (fase dividida)	1
50/51/67	Sobrecorriente de fase direccional / no direccional, instantánea / con retardo	4
50N/51N	Falla a tierra de fase no direccional, instantánea / con retardo	2
67N/67W	Falla a tierra sensible direccional / falla a tierra vatimétrica	1
64	Falla a tierra restringida	1
51V	Sobrecorriente dependiente de la tensión	1
21	Baja Impedancia (Distancia)	2
59N	Desplazamiento de tensión de neutro / sobretensión residual medido entre Espiras (M), Derivado (D)	2M/2D
27/59	Baja / sobretensión	2/2
81U/81O	Baja / sobrefrecuencia	2/4
81AB	Frecuencia anormal de turbina	6
32R/32L/32O	Potencia inversa / baja hacia adelante / alta	2
40	Pérdida de campo	2

¹² MiCOM P342, P343, P344. Relevadores de protección para generadores. Página 01.

46T	Secuencia de fase negativa térmica	2
46OC	Sobrecorriente de secuencia de fase negativa direccional / no direccional	4
47	Sobretensión de secuencia de fase negativa	1
49	Sobrecarga térmica del estator	2
24	Sobreexcitación (V/H)	5
78	Deslizamiento de polo (Pérdida de sincronismo)	1
27TN/59TN	100% falla a tierra del estator (baja / alta tensión neutral de 3 armónica)	1
50/27	Energización involuntaria en paro	1
50BF	Falla interruptor	2
	Supervisión del transformador de corriente	1
	Supervisión del transformador de tensión	1
	RTD x 10 PT100	Opción
	CLIO (4 entradas analógicas+4 salidas analógicas)	Opción
	Puerto frontal de comunicaciones (EIA(RS)232-9pin)	1
	Puerto TRASERO de comunicaciones (EIA (RS)485 / K-Bus) (COMM1)	1
	Puerto trasero de comunicaciones fibra óptica (COMM1)	Opción
	2° puerto trasero de comunicaciones (COMM2)	Opción
	Entradas optoacopladas	16-32
	Contactos de salida	14-32

Tabla 6.3. Características del relé MiCOM P343.

Fuente: MiCOM P342, P343, P344. Relevadores de protección para generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

De las funciones que se encuentran disponibles en la tabla anterior, únicamente son activadas aquellas que fueron seleccionadas en el diseño del esquema de protecciones del generador. En la figura 6.1 se puede observar una fotografía del relé MiCOM P343.



Figura 6.1. Relé MiCOM P343.

Fuente: MiCOM P342, P343, P344. Relevadores de protección para generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

6.2.2.1 ESQUEMA INTERNO Y DE CONEXIÓN DEL RELÉ MiCOM P343.

En la figura 6.2 se puede observar el esquema de conexión de las entradas de señales provenientes de los transformadores de tensión y corriente. También se puede observar las salidas de los puertos de comunicación, y el esquema interno de las funciones de protección, control, monitoreo y medición con las que cuenta el relé.

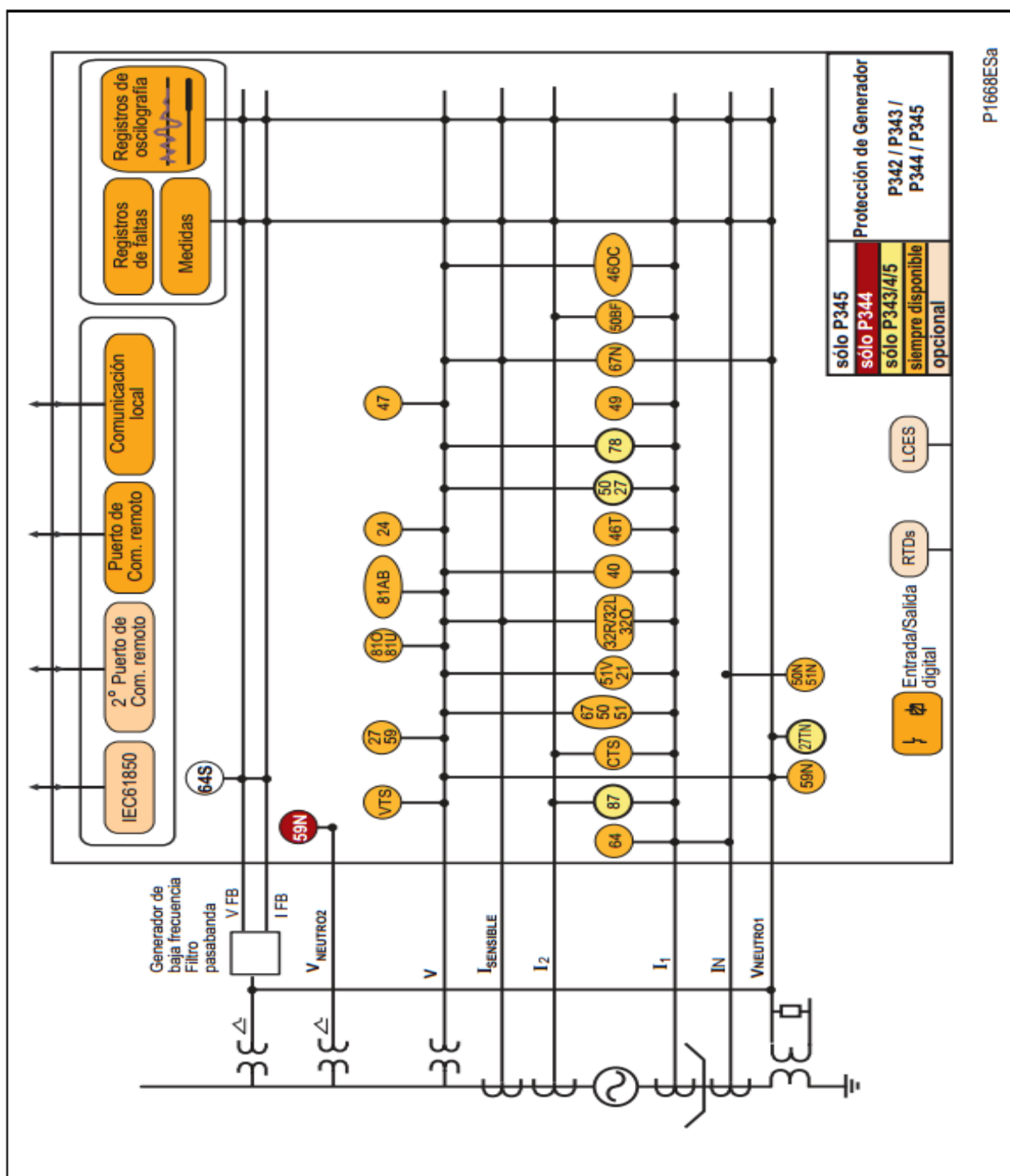


Figura 6.2. Diagrama de conexión interno del relé MiCOM P343.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.



6.2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS TCs.

Los transformadores de corriente son monofásicos, del tipo instalación interior. Los dos grupos de TCs deben ser conectados en serie entre los terminales de salida del generador y la conexión del neutro, respectivamente. Las características de éstos transformadores se detallan a continuación y es importante tener en cuenta que el número de TCs descrito en la tabla siguiente es únicamente para un generador:

CÓDIGO	1CT -2CT- 3CT	4CT-5CT- 6CT	7CT
Transformador de corriente tipo	Ventana de buje	Ventana de buje	Ventana de buje
Tipo de secundaria	Solo	Solo	Solo
Solicitud de secundaria 1	Protección	Protección	QDCT
Solicitud de secundaria 2	Medición	Protección	-
Solicitud de secundaria 3	-	-	-
Energía secundaria 1 (VA)	-	-	-
Energía secundaria 2 (VA)	-	-	-
Energía secundaria 3 (VA)	-	-	-
Corriente primaria (A)	500A	500A	500A
Corriente secundaria 1 (A)	5A	5A	5A
Corriente secundaria 2 (A)	5A	5A	5A
Corriente secundaria 3 (A)	-	-	-
Clase de precisión secundaria 1	5P20	5P20	CL02
Clase de precisión secundaria 2	CL02	5P20	-
Clase de precisión secundaria 3	-	-	-
Frecuencia (Hz)	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Factor térmico	--	--	--
Corriente térmica	-	-	-
Tensión máxima (V)	0,6 kV	0,6 kV	0,6 kV
Clase térmica IEC/IEEE	--	--	--
Standard	-	-	-
Cantidad total (unidades)	3	3	1

Tabla 6.4. Características de los TCs.

Fuente: Planilla de datos WEG. CEDHI Ingeniería de detalle Saymirín V.



6.2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS TPs.

Se tiene un transformador de tensión en los terminales de salida para cada generador. Las características de estos elementos se detallan a continuación, de igual manera en la siguiente tabla únicamente se describe las características para un solo generador:

CÓDIGO	1PT
Transformador de corriente tipo	Ventana de buje
Tipo de secundaria	Solo
Solicitud de secundaria 1	Comentarios a la AVR
Solicitud de secundaria 2	-
Solicitud de secundaria 3	-
Energía secundaria 1 (VA)	-
Energía secundaria 2 (VA)	-
Energía secundaria 3 (VA)	-
Tensión primaria (V)	6.300 V
Tensión secundaria 1 (V)	120 V
Tensión secundaria 2 (V)	-
Tensión secundaria 3 (V)	-
Clase de precisión secundaria 1	0,6P75
Clase de precisión secundaria 2	-
Clase de precisión secundaria 3	-
Frecuencia (Hz)	60 Hz
Factor térmico	-
Tensión térmica	-
Tensión máxima (V)	15 kV
Clase térmica IEC/IEEE	-
Standard	-
Cantidad total (unidades)	1

Tabla 6.5. Características de los TPs.

Fuente: Planilla de datos WEG. CEDHI Ingeniería de detalle Saymirín V.

6.2.5 CALIBRACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN.

Utilizando los resultados del estudio de flujos de potencia y de cortocircuitos, conjuntamente con los datos técnicos de las unidades de generación, de los transformadores de protección de tensión y de corriente, se procede a calibrar cada una de las funciones del esquema de protección del generador, en función a los requerimientos solicitados por el fabricante del equipo.

6.2.5.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87G.

La función de protección diferencial es empleada para detectar cortocircuitos que se presentan en los devanados del estator, entre los cuales se pueden mencionar cortocircuitos trifásicos, bifásicos, dos fases a tierra y una fase a tierra. Debido a los graves daños que este tipo de fallas pueden provocar en el generador, deben ser despejadas inmediatamente mediante la actuación del relé.

Como resultado de una falla externa al generador, puede producirse elevadas corrientes que provocan que los TCs que se encuentran conectados en el neutro y en los terminales del generador, y que son utilizados para la protección, se saturen de distinta manera, lo cual puede ocasionar variación entre las corrientes secundarias medidas y el disparo innecesario de la unidad.

El relé permite seleccionar la protección diferencial en modo de restricción o alta impedancia para estabilizar la protección ante eventos de fallas externas. Ambos modos de protección son igualmente válidos, pero se ha decidido activar la protección diferencial de restricción, debido a que cuando se utiliza en modo de alta impedancia, se requiere una resistencia de estabilización adicional y un metrosil¹³.

La protección diferencial de restricción permite configurar en el relé una característica de operación de dos pendientes. Ésta característica puede observarse en la figura 6.3.

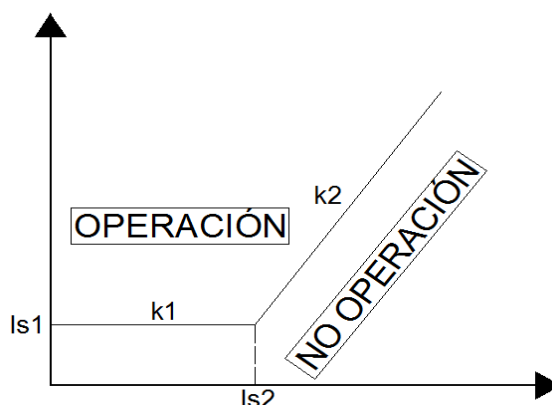


Figura 6.3. Característica de operación de la función de protección diferencial de restricción 87G en el relé MiCOM P343.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

El valor del umbral de corriente diferencial I_{s1} se puede ajustar al 5% de la corriente nominal del generador. El valor del punto de discontinuidad del ajuste

¹³ En aplicaciones de protección diferencial de relés de alta impedancia, es necesario utilizar un METROSIL, o resistencia no lineal.



del umbral I_{S2} típicamente se establece en un valor por encima de la corriente nominal del generador, como 120%, para lograr estabilidad ante fallas externas en el caso de transitorios de saturación asimétrica de los TCs. La pendiente K_2 típicamente se suele fijar en 150%.¹⁴

Por lo tanto los valores de ajuste quedan establecidos de la siguiente manera:

$$I_{S1} = 5\% \text{ de la corriente nominal del generador.}$$

$$I_{S2} = 120\% \text{ de la corriente nominal del generador.}$$

$$\left. \begin{array}{l} K_1 = 0\% \\ K_2 = 150\% \end{array} \right\} \text{pendientes}$$

De donde se tiene:

$$I_{\text{nominal del generador}} = 384,9 \text{ A}$$

$$I_{S1} = 0,05 \times 384,9 = 19,25 \text{ A}$$

$$I_{S2} = 1,2 \times 384,9 = 461,88 \text{ A}$$

Refiriendo la corriente nominal del generador y las corrientes I_{S1} e I_{S2} al secundario de los TCs se tiene:

$$RTC = \frac{500}{5} = 100$$

$$I_n = \frac{I_{\text{nominal del generador}}}{RTC} = \frac{384,9}{100} = 3,85$$

$$I_{S1} = \frac{I_{S1}}{RTC} = \frac{19,25}{100} = 0,19 \text{ A}$$

$$I_{S2} = \frac{I_{S2}}{RTC} = \frac{461,88}{100} = 4,62 \text{ A}$$

Utilizando los valores de calibración anteriores, el ajuste del relé para la función de protección diferencial de restricción queda establecida según la tabla 6.6.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
GEN DIF				
Gen Dif Función	RESTRINGIDA	Desactivado, Restringida, Alta Impedancia, Entre Espiras		No aplica
Ajuste para la selección de la función del elemento de protección diferencial.				

¹⁴ Network Protection & Automation Guide. AREVA. Página 284.



Gen Dif I_{s1}	0,19	0,05 I_n	0,5 I_n	0,01 I_n
Corriente mínima de funcionamiento diferencial de la característica de restricción de baja impedancia. Además, el ajuste del arranque de la protección diferencial de alta impedancia.				
Gen Dif k_1	0	0	20%	5%
Ajuste del ángulo de la pendiente, para la primera pendiente de la característica de restricción de baja impedancia.				
Gen Dif I_{s2}	4,62	1,0 I_n	5 I_n	0,1 I_n
El umbral de funcionamiento de la corriente de restricción para las características de baja impedancia de la segunda pendiente.				
Gen Dif k_2	150	20%	150%	10%
Ajuste del ángulo de la pendiente, para la segunda pendiente de la característica de restricción de baja impedancia.				

Tabla 6.6. Tabla de configuración de la función de protección diferencial de restricción 87G del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

6.2.5.2 PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49.

La función de protección de sobrecarga térmica 49 permite detectar el sobrecalentamiento en el estator cuando se produce la circulación de elevadas corrientes en sus devanados.

El relé permite configurar esta función de protección a través de dos modos, un modo de sobrecorriente y un modo de protección por medio de RTD¹⁵. Ambos modos están diseñados para funcionar en una condición de alarma o disparo, cuando se sobrepasa la temperatura admisible previamente configurada.

En el modo de protección térmica por sobrecorriente, el relé produce una característica térmica corriente-tiempo del generador, creando así una imagen térmica y lo considerando como un elemento homogéneo, que desarrolla calor internamente a velocidad constante y disipa calor a una velocidad directamente proporcional al incremento de la temperatura.

El incremento de la temperatura de varios puntos en la misma parte, puede ser muy desigual. Sin embargo, es razonable considerar que la relación corriente-tiempo sigue una característica inversa, es decir la temperatura del generador crece exponencialmente con el incremento de la corriente, y de igual manera decae con la disminución de la corriente. Este modo de protección debe ser coordinada con la curva de capacidad térmica del generador.

¹⁵ RTD por sus siglas en ingles resistance temperatura detector. (Detector de temperatura resistivo).

El modo recomendado según la literatura especializada, es el de protección de sobrecarga a través de RTD. Adicionalmente a la detección de sobrecarga por circulación de elevadas corrientes, permite detectar fallas en el sistema de enfriamiento y ubicar puntos calientes en los devanados del estator debido a fallas en su asilamiento. Se recomienda este modo de protección basado en las siguientes consideraciones:

La complejidad física y eléctrica de la construcción de un generador conduce a una compleja relación térmica. Por esto, no es posible crear un modelo matemático preciso de las verdaderas características térmicas de la máquina. Se puede obtener una representación más precisa del estado térmico de la máquina por el uso de dispositivos de supervisión de la temperatura (RTD), instalados en áreas específicas. Además, para sobrecargas de corta duración, la aplicación de RTD y de protección de sobrecorriente, puede proveer una mejor protección. Note que la imagen térmica no compensa por los efectos del cambio de la temperatura ambiente. De manera que si hay una temperatura ambiente inusualmente alta o si la refrigeración de la máquina está bloqueada, los RTD también proveerán una mejor protección. Nótese que la medición directa de la temperatura ofrece una protección térmica más confiable que los dispositivos que utilizan una imagen térmica energizada por la corriente de fase. Esta última técnica es susceptible de inexactitudes en las constantes de tiempo empleadas por el modelo de la réplica y, también, inexactitudes debidas a la variación de la temperatura ambiente.¹⁶

Por tal motivo se ha decidido seleccionar el modo de protección de sobrecarga térmica utilizando RTD. El relé permite tomar la entrada de señales de 10 RTD tipo A PT100 de 3 hilos. La conexión entre los RTD y el relé se observa en la figura 6.4.

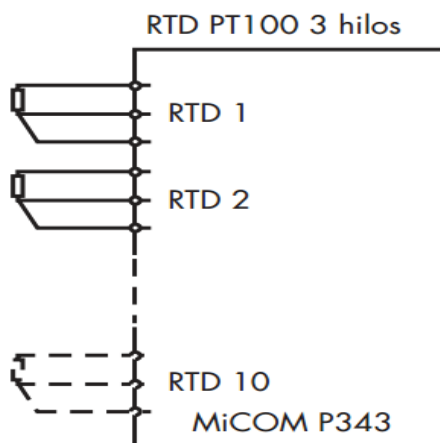


Figura 6.4. Diagrama de conexión de los RTD al relé MiCOM P343.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

¹⁶ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Páginas (OP) 5-61, 5-62, (AP) 6-86.



Los RTD deben ser colocados en zonas estratégicas del generador, susceptibles de recalentarse o de sufrir daños por calentamiento. La ubicación de los RTD y la información de temperaturas admisibles para la configuración del relé, deben ser provistos por el fabricante del generador en función a su diseño, experiencias y recomendaciones.

Para cada RTD instalado es necesario contar con la siguiente información para la configuración del relé:

1. Ajuste de la temperatura del elemento de alarma del RTD.
2. Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de alarma del RTD.
3. Ajuste de la temperatura del elemento de disparo del RTD.
4. Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de disparo del RTD.

En caso de que el valor de la señal tomada de cualquier RTD, se encontrara fuera del rango permitido, el relé emitirá una alarma, indicando que se ha producido un cortocircuito o el circuito abierto de un RTD.

El relé permite además configurar etiquetas para cada una de las entradas de los RTD, para identificar la temperatura de la zona correspondiente en el generador. En la tabla 6.7 se puede observar la configuración de las etiquetas.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
ETIQUETAS RTD				
RTD#1	RTD#1	Texto de 16 caracteres		
Texto de la etiqueta que describe el RTD 1. Este texto aparece visible en el menú "Mediciones 3" y en los registros de faltas de la descripción de los RTD.				
RTD#2 a #10	RTD#2 a #10	Texto de 16 caracteres		
Texto de la etiqueta que describe el RTD 1. Este texto aparece visible en el menú "Mediciones 3" y en los registros de faltas de la descripción de los RTD.				

Tabla 6.7. Tabla de configuración de las etiquetas de la función de protección de sobrecarga térmica por RTD del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

Hasta el momento de desarrollar el ajuste de esta protección, se cuenta únicamente con la información de que se van a tomar 3 temperaturas de cada devanado, 3 de cada núcleo y 3 de cojinetes, el resto será manejado mediante el PLC de cada unidad. Es decir, únicamente van a ser utilizadas nueve de las 10 entradas de RTD con las que cuenta el relé. **Esta ubicación debe quedar a consideración del fabricante del generador.**

En la tabla 6.8 se puede observar el ajuste del relé para la protección de sobrecarga por medio de RTD.



Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
PROTECCIÓN RTD				
Selección RTD	0	Bit 0 - Selección RTD 1 Bit 1 - Selección RTD 2 Bit 2 - Selección RTD 3 Bit 3 - Selección RTD 4 Bit 4 - Selección RTD 5 Bit 5 - Selección RTD 6 Bit 6 - Selección RTD 7 Bit 7 - Selección RTD 8 Bit 8 - Selección RTD 9 Bit 9 - Selección RTD 10		No aplica
Ajuste de 10 bits para activar o desactivar los 10 RTD. Para cada bit 1=Activado, 0=Desactivado.				
RTD 1 alm Ajust	---	0°C	200°C	1°C
Ajuste de la temperatura del elemento de alarma del RTD1.				
RTD 1 alm Tmp	---	0	100s	1s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de alarma del RTD1.				
RTD 1 disp Ajust	---	0°C	200°C	1°C
Ajuste de la temperatura del elemento de disparo del RTD1.				
RTD 1 disp Tmp	---	0	100s	1s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de disparo del RTD1.				
Los ajustes de Alarma y Disparo de los RTD 2-10 son los mismos que para RTD 1.				

Tabla 6.8. Tabla de configuración de la función de protección de sobrecarga térmica por RTD del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

6.2.5.3 PROTECCIÓN TÉRMICA DE SECUENCIA DE FASE INVERSA 46T.

La función de protección térmica de secuencia de fase inversa 46T permite proteger al generador de las altas y dañinas temperaturas en el rotor, que se producen debido a la circulación de corrientes de secuencia inversa. Este tipo de corrientes son originadas por el desbalance de las corrientes trifásicas cuando se presentan fallas externas o cargas desbalanceadas.

El calentamiento originado por las altas temperaturas depende del tiempo que circulan las corrientes de secuencia negativa y de su magnitud. La constante



de capacidad térmica del generador es proporcional al cuadrado de la corriente de secuencia negativa, y está relacionada por medio de la siguiente ecuación:

$$K_G = I_2^2 \times t$$

K_G = Constante térmica del generador.

I_2 = Corriente de secuencia negativa [pu].

t =Tiempo de circulación de la corriente de secuencia negativa [s].

Todos los generadores síncronos están diseñados para soportar un nivel seguro de corriente de secuencia negativa continuamente. En las normas internacionales IEC60034-1 y ANSI C50.13-1977 se especifican estos niveles para las distintas clases de generadores, las cuales deben ser respetadas por los fabricantes en sus diseños.

En la tabla 6.9 se pueden observar los valores de la norma IEC60034-1 y su correspondiente constante térmica dependiendo la clase de generador.

TIPO DE GENERADOR	I_2/I_n, MÁXIMO PARA FUNCIONAMIENTO CONTINUO	$(I_2/I_n)^2 t$ MÁXIMO PARA FUNCIONAMIENTO BAJO CONDICIONES DE FALLA, K_G
<i>Polo saliente:</i>		
Refrigerado indirectamente	0,08	20
Estator o campo refrigerado directamente (enfriamiento interno)	0,05	15
<i>Rotor cilíndrico sincrónico:</i>		
Rotor refrigerado indirectamente		
Refrigerado por aire	0,1	15
Refrigerado por hidrógeno	0,1	10
<i>Rotor refrigerado directamente (enfriamiento interno)</i>		
≤ 350 MVA	0,08	8
$350 > \leq 900$ MVA	*	**
$900 > \leq 1250$ MVA	*	5
$1250 > \leq 1600$ MVA	0,05	5
* Para estos generadores, el valor de I_2/I_n se calcula como sigue: $I_2/I_n = 0,8 - (S_n - 350)/30.000$		

**** Para estos generadores, el valor de $(I_2/I_n)^2 \times t$ se calcula como sigue:**

$$(I_2/I_n)^2 \times t = 8 - 0,00545 \times (S_n - 350)$$

De donde: S_n es la potencia nominal en MVA

Tabla 6.9. Corriente de secuencia negativa máxima admisible y constante térmica de los generadores según la norma IEC60034-1.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

El relé permite configurar adicionalmente a la etapa de disparo térmico, una etapa de alarma de sobrecorriente de secuencia negativa temporizada, para advertir al operador de la existencia de un desequilibrio de carga y de ésta manera permitir tomar una acción correctiva y evitar el disparo del generador.

Debido a la relación que existe entre temperatura-corriente de secuencia negativa, cuando se produce una disminución de la magnitud de esta corriente, la temperatura en los componentes metálicos del rotor también disminuyen.

El relé utiliza una característica térmica de secuencia de fase negativa la cual debe igualarse a la curva de capacidad térmica $I_2^2 \times t$ del generador. Esta característica del relé se encuentra representada en la figura 6.5.

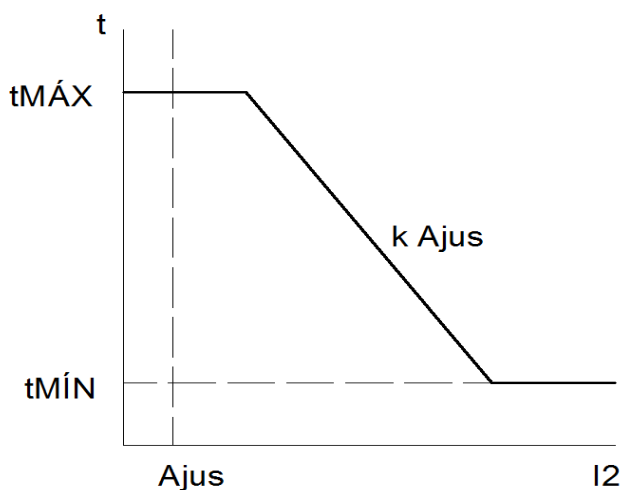


Figura 6.5. Característica térmica de secuencia de fase negativa del relé MiCOM P343.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

Las dos unidades de Saymirín V se ajustan al tipo de generador de polo saliente, refrigerado indirectamente de la tabla 6.9. De tal tabla, se toman los valores de corriente de secuencia negativa máxima para funcionamiento continuo y la constante térmica K_G . Sin embargo, se pueden reemplazar estos datos con la información que brinde el fabricante del generador con respecto a estos valores.



Los distintos componentes del rotor tienen diferentes capacidades térmicas de corta duración. La más crítica, es decir la de valor más bajo de $I_2^2 \times t$, debe ser la base de resistencia $I_2^2 \times t$ de corta duración recomendada por el fabricante del generador.¹⁷

Los ajustes para la función de protección térmica de secuencia de fase inversa 46Ta ser calibrados en el relé son los siguientes:

- Ajuste del arranque de disparo:

$$I2t_{term} > 2 \text{ Ajuste} = I_{2cmr} \times \left(\frac{I_{flc}}{I_p} \right) \times I_n$$

I_{2cmr} = Máxima I_2 soportada por el generador en por unidad.

I_{flc} = Corriente de carga total primaria del generador [A].

I_p = Corriente primaria nominal del TC [A].

I_n = Corriente nominal del relé [A].

$$I2t_{term} > 2 \text{ Ajuste} = 0,08 \times \left(\frac{384,9}{500} \right) \times 3,849$$

$$I2t_{term} > 2 \text{ Ajuste} = 0,24 \text{ A}$$

- Ajuste de la constante de capacidad térmica:

$$I2t_{term} > 2 k = K_G \times \left(\frac{I_{flc}}{I_p} \right)^2$$

K_G = Constante de capacidad térmica del generador.

I_{flc} = Corriente de carga total primaria del generador [A].

I_p = Corriente primaria nominal del TC [A].

$$I2t_{term} > 2 k = 20 \times \left(\frac{384,9}{500} \right)^2$$

$$I2t_{term} > 2 k = 11,9$$

- Reinicialización del ajuste de la capacidad térmica:

¹⁷ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-41.



A menos que se especifique otra cosa, el ajuste de la constante de capacidad térmica que se utiliza cuando I_2 se está reduciendo, " $I2_{term} > 2 k Rein$ ", debe ser igual al ajuste de la constante de tiempo principal " $I2_{term} > 2 k Ajust$ ". El fabricante de la máquina debe entregar una constante de capacidad térmica específica, cuando I_2 se está reduciendo, para el generador protegido.¹⁸

$$I2_{term} > 2 k Rein = 11,9$$

- Ajuste del arranque de alarma:

Para asegurar que la alarma actúe antes de que se produzca el disparo del generador, es necesario calibrar este valor por debajo del valor de disparo térmico. Un ajuste típico de calibración para la corriente de alarma, es del 70% del valor de disparo térmico.

$$I2_{term} > 1 Ajuste = 0,7 \times (I2_{term} > 2 Ajuste)$$

$$I2_{term} > 1 Ajuste = 0,7 \times 0,24$$

$$I2_{term} > 1 Ajuste = 0,17 A$$

- Temporización de funcionamiento de alarma térmica:

El ajuste de la temporización de la etapa de alarma, " $I2_{term} > 1 Tempo$ ", se debe seleccionar para evitar el funcionamiento durante el despeje de fallas de la red y para asegurar que no se generen alarmas no deseadas durante el funcionamiento normal. Un ajuste típico para esta temporización es 20 seg.¹⁹

$$I2_{term} > 1 Tempo = 20s$$

Utilizando los valores de calibración anteriores, el ajuste del relé de la función de protección térmica de secuencia de fase inversa queda establecida según la tabla 6.10.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
SECUENCIA DE FASE INVERSA Térmico				
I2térm>1 Alarma	ACTIVADO	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva la función de Alarma Térmica de secuencia de fase inversa.				
I2térm>1 Ajuste	0,17 A	0,03 In A	0,5 In A	0,01 In A
Ajuste de arranque de la alarma secuencia de fase inversa.				

¹⁸ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-43.

¹⁹ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-43.



I2tér>1 Tempo	20 s	2 s	60 s	0,1 s
Temporización de funcionamiento de la alarma térmica de secuencia de fase inversa.				
I2tér>2 Disparo	ACTIVADO	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva la función de Disparo Térmico de secuencia de fase inversa.				
I2tér>2 Ajuste	0,24 A	0,05 ln A	0,5 ln A	0,01 ln A
Ajuste de arranque del disparo secuencia de fase inversa.				
I2tér>2 k	11,9	2	40	0,1
Ajuste de la constante de capacidad térmica de la característica de secuencia de fase inversa.				
I2tér>2 k Rein	11,9	2	40	0,1
Reinicialización (enfriamiento) del ajuste de la constante de capacidad térmica de la característica térmica de secuencia de fase inversa.				

Tabla 6.10. Tabla de configuración de la función de protección de secuencia de fase inversa (térmico) del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

6.2.5.4 PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA 32.

Se emplea la función de protección de potencia inversa 32, cuando se produce el flujo de potencia activa desde el sistema hacia el generador, provocando que éste actúe como motor.

Esta condición se da cuando el primo motor no entrega la potencia eléctrica suficiente para suplir las pérdidas eléctricas y mecánicas, cuando la unidad está en línea. También puede producirse una condición de motorización del generador, cuando se origina una falla en el sistema, lo cual provoca la oscilación del mismo y que el generador absorba potencia activa.

Debido a los graves daños que puede sufrir el primo motor, (para el caso de las unidades de Saymirín V turbinas hidráulicas), es importante configurar esta función de protección con una muy alta sensibilidad, puesto que en especial este tipo de primo motores requieren de una potencia de motorización muy baja, que según la norma IEEE C37.102 se encuentran en el rango de 0,2% - 2% de la potencia nominal del generador.

También es necesario considerar en la configuración del relé, tiempos de actuación que permitan evitar disparos innecesarios de la unidad, debido a la absorción de potencia activa por parte del generador cuando ocurren oscilaciones de potencia en el sistema.



El relé posee dos umbrales de protección que pueden ser seleccionados independientemente. Para cada umbral de protección se puede seleccionar el modo de potencia inversa, sobre potencia y baja potencia, también es posible desactivar cualquiera de estos modos de protección de potencia.

Adicionalmente el relé permite utilizar un modo de protección de sobre potencia de secuencia de fase inversa de una etapa única. Debido a que en el diseño del sistema de protecciones para las unidades de Saymirín V, sólo se considera la función de protección de potencia inversa, únicamente es activado el primer umbral con este modo de protección del generador.

Los ajustes para la calibración del relé son:

- Ajuste de arranque del elemento de protección de potencia inversa:

Este valor de arranque debe ser inferior al 50% del valor de la potencia de motorización, cuyo rango se encuentra entre el 0,2% - 2% de la potencia nominal del generador. La potencia activa nominal del generador es 3.780 kW. Por lo tanto se tiene:

$$P_{nominal} = \sqrt{3} \times V_n \times I_n \times \cos \varphi$$

$P_{nominal}$ = Potencia activa nominal del generador [kW].

V_n = Tensión nominal del generador [kV].

I_n = Corriente nominal del generador [A].

$\cos \varphi$ = Factor de potencia del generador.

Considerando que la potencia de motorización se produce a un 2% de la potencia nominal del generador, se tiene que:

$$P_{motorización} = \sqrt{3} \times V_n \times I_n \times \cos \varphi \times 0,02$$

$$P_{motorización} = \sqrt{3} \times 6,3 \times 384,9 \times 0,9 \times 0,02$$

$$P_{motorización} = 75,6 \text{ kW}$$

Debido a que para la configuración del relé es necesario tomar un valor inferior al 50% de la potencia de motorización, se toma el 45% de la $P_{motorización}$ encontrada.

También es necesario referir este valor a los lados secundarios de los TPs yTCs. Por lo tanto los valores de V_n e I_n deben ser divididos para su RTP y RTC respectivamente.



$$RTP = \frac{6.300}{120} = 52,5$$

$$RTC = \frac{500}{5} = 100$$

$$-P > 1 \text{ Ajuste} = \frac{P_{motorización}}{RTP \times RTC} \times 0,45$$

$$-P > 1 \text{ Ajuste} = \frac{75.600}{52,5 \times 100} \times 0,45$$

$$-P > 1 \text{ Ajuste} = 6,48 \text{ W}$$

- Ajuste de la temporización de funcionamiento de la función de protección de potencia inversa:

Para evitar los disparos innecesarios del generador cuando se producen perturbaciones en el sistema es necesario ajustar un tiempo de temporización para la actuación de la protección. Normalmente este tiempo de temporización se ajusta en 5 segundos.

$$Pot \ 1 \ Tempo = 5 \ s$$

- Ajuste de la temporización de reposición de la función de protección de potencia inversa:

Para evitar la inicialización y la reinicialización cíclicas del temporizador de disparo principal, y el consiguiente fallo de disparo, se provee esta temporización de reinicialización ajustable. Este valor normalmente es ajustado a 0 segundos.

$$Poten1 \ Temp \ DO = 0 \ s$$

Utilizando los valores de calibración anteriores, el ajuste del relé para la función de protección de potencia inversa queda establecida según la tabla 6.11.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
POTENCIA INVERSA				
Modo fun	GENERADOR	Como Generador, Como Motor		
Modo de funcionamiento de la protección de potencia fijando la dirección hacia adelante/inversa-"Como Generador"-potencia en dirección hacia la barra colectora-"Como Motor"-potencia en dirección hacia la máquina. Supone que las conexiones de los TCs son como en los diagramas de conexión estándar.				



Poten1 Función	INVERSA	Desactivada, Inversa, Baja hacia adelante, Sobrepotencia		
Primer umbral del modo de funcionamiento de la función de potencia.				
-P>1 Ajuste	6,48 W	1 ln W (Vn=100/120V)	300 ln W (Vn=100/120V)	0,2 ln W (Vn=100/120V)
Ajuste de arranque del primer umbral del elemento de protección de potencia inversa.				
Pot. 1 Tempo	5 s	0 s	100 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral de protección de potencia.				
Poten 1 Temp DO	0 s	0 s	10 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de reposición del primer umbral de protección de potencia.				

Tabla 6.11. Tabla de configuración de la función de protección de potencia inversa del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

6.2.5.5 PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE CAMPO 40.

La función de protección de pérdida de campo 40, permite detectar fallas totales o parciales en el campo del generador. Las causas que provocan este tipo de fallas se producen en el sistema de excitación de la unidad y principalmente son cortocircuitos, circuitos abiertos, disparo y apertura accidental del interruptor de campo, fallas en el sistema de regulación de tensión.

El sistema de excitación establece la f.e.m. interna del generador, y por lo tanto controla la tensión en sus terminales, pero también controla el factor de potencia y la corriente. Por lo tanto, cuando se produce una falla en el sistema de excitación, decae la f.e.m. interna, lo cual ocasiona que disminuya la potencia activa que el generador entrega al sistema y que se produzca un flujo de absorción de potencia reactiva para mantener el campo del generador.

Cuando se produce una disminución de la potencia activa, el controlador mecánico del generador actúa, provocando el incremento de la velocidad sincrónica y produciendo un pequeño deslizamiento de polo.

Dependiendo de la característica par-velocidad efectiva del generador, y si el sistema tiene la capacidad de suministrar la potencia reactiva necesaria para mantener el campo, el generador empieza a funcionar como un generador de



inducción con una nueva velocidad de sincronismo, o caso contrario pierde el sincronismo con el sistema.

Para el caso de generadores de polos salientes, como son las dos unidades de Saymirín V, el funcionamiento estable como generador de inducción se produce con un incremento por encima de la velocidad síncrona del 0,1% al 0,2%.

Resulta importante la rápida y sensible actuación de esta función de protección para aislar al generador del sistema, debido a que una falla en el campo puede provocar graves daños al generador e introducir condiciones anormales muy perjudiciales en el sistema.

Cuando aparece esta condición anormal y el generador está a plena carga, se produce la condición más crítica debido a que puede alcanzarse altas temperaturas por la inducción de corrientes tipo Eddy provocadas por el desplazamiento de polo en el cuerpo del rotor, las cuñas y anillos de retención, además las corrientes que circulan por el estator y el rotor pueden alcanzar valores muy grandes produciendo graves daños al generador.

También en esta condición, el generador absorbe potencia reactiva, y por lo tanto puede provocar fallas en la estabilidad de las tensiones del sistema.

El relé opera con un elemento de impedancia con dos umbrales temporizados y un elemento de alarma de factor de potencia. El elemento de impedancia tiene una característica tipo Mho para vigilar la tensión y corriente vista en terminales y hacia dentro de la unidad. Ambos elementos utilizan las señales de tensión y corriente proveniente de la fase A, para su actuación.

Los ajustes para la función de protección de pérdida de campo son los siguientes:

- Activación de los dos umbrales del elemento de impedancia y el elemento de alarma del factor de potencia:

Para el caso de las dos unidades de Saymirín V, no es posible utilizar la recomendación brindada por la norma IEEE, la cual establece una zona de actuación mediante dos umbrales de impedancia, esto se debe a que el valor de la reactancia X_d es inferior a la unidad y al utilizar tal recomendación los umbrales de operación se traslapan

Por lo tanto, como se mencionó en el capítulo anterior es necesario utilizar un nuevo criterio para la configuración de la zona de actuación. El método a utilizar consta de un único elemento de impedancia, el cual tiene un diámetro



de X_d y un desplazamiento de $\frac{1}{2} X_d'$. Tal configuración se muestra en la figura 5.22.

El elemento de alarma de factor de potencia se utiliza para proporcionar protección cuando existen condiciones inusuales de operación en las cuales se tiene baja carga y el generador está trabajando como un generador de inducción suministrando potencia activa continuamente al sistema. En este escenario puede ocurrir que los umbrales del elemento de impedancia no puedan detectar esta condición de operación, por lo tanto es importante activar y configurar este ajuste.

De tal manera únicamente son activados en el relé un elemento de impedancia y el elemento de alarma de factor de potencia.

$$FCamp Alm Estado = Activado$$

$$FCamp1 Estado = Activado$$

$$FCamp2 Estado = Desactivado$$

- Ajuste de arranque del ángulo de alarma de pérdida de campo:

Para calibrar este ajuste, se debe considerar el ángulo de factor de potencia adelantado máximo con el cual el generador puede operar normalmente.

$$FCamp Alm Ang = 15^\circ$$

- Ajuste de la temporización de funcionamiento de la alarma de fallo campo:

La temporización del elemento de factor de potencia, "FCamp Alm Tempo", debe fijarse más larga que el ajuste de la temporización del elemento de impedancia ("FCamp1 Tempo"). Esto es para evitar el funcionamiento del elemento de alarma en condiciones transitorias, tales como oscilación de potencia, y para proveer la discriminación, en el caso de que pueda no ser detectada una condición de falla de campo por los elementos convencionales de impedancia de falla de campo.²⁰

$$FCamp Alm Tempo = 1 s$$

Los valores de ajuste del umbral del elemento de impedancia son:

²⁰ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-40.



- Ajuste del desplazamiento ("offset") negativo de reactancia $-X_{a1}$ y ajuste del diámetro de la característica circular X_{b1} :

Como se mencionó anteriormente la configuración del relé se realiza de la siguiente manera:

$$X_{a1} = \frac{1}{2} X_d'$$

$$X_{b1} = X_d$$

La reactancia sincrónica y subtransitoria longitudinal del generador son:

$$X_d = 0,8714 \text{ pu}$$

$$X_d' = 0,2184 \text{ pu}$$

Por lo tanto se tiene:

$$X_{b1} = 0,8714 \text{ pu}$$

$$X_{a1} = \frac{0,2184}{2} = 0,1092 \text{ pu}$$

Estos valores deben ser referidos al lado secundario de los TCs y de los TPs. La impedancia base en el lado secundario es:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2 \times RTC}{S_{base} \times RTP}$$

$$RTC = \frac{500}{5} = 100$$

$$RTP = \frac{6.300}{120} = 52,5$$

$$V_{base} = 6,3 \text{ kV}$$

$$S_{base} = 4,2 \text{ MVA}$$

$$Z_{base} = \frac{6.300^2 \times 100}{4,2 \times 10^6 \times 52,5}$$

$$Z_{base} = 18 \Omega$$

Entonces los valores a configurar en el relé son:

$$FCamp1 - X_{a1} = 0,1092 \times 18 = 1,97 \Omega$$

$$FCamp1 X_{b1} = 0,8714 \times 18 = 15,69 \Omega$$



- Ajuste de la temporización:

La temporización de la protección de falla de campo, "FCamp1 Tempo", se debe ajustar para minimizar el riesgo de que la función de protección opere durante las oscilaciones estables de potencia, que ocurren después de perturbaciones o sincronización de la red. Sin embargo, se debe asegurar que la temporización no sea tan larga como para ocasionar daño térmico en el devanado del estator o en el rotor. Un devanado típico del estator debe ser capaz de soportar una corriente de 2,0 p.u. durante 15 s, aproximadamente. También pasa algún tiempo para que la impedancia vista en los terminales del generador entre en la característica de la protección. Normalmente se aplica una temporización inferior a 10 s. La temporización mínima permitida, para evitar problemas de falsos disparos, debido a oscilaciones de potencia estables con los ajustes de impedancia anteriores, sería de unos 0,5 s.²¹

$$FCamp1\ Temporiz = 0,5\ s$$

- Ajuste de la temporización de reposición:

La temporización de reinicialización de la protección (reposición temporizada), "FCamp1 Temp DO", se ajusta normalmente en 0 s para dar reinicio instantáneo de la etapa.²²

$$FCamp1\ Temp\ DO = 0\ s$$

Utilizando los valores de calibración anteriores, el ajuste del relé para la función de protección de pérdida de campo queda establecida según la tabla 6.12.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
FALLA CAMPO				
FCamp Alm Estado	ACTIVADO	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva la función de Alarma de falla del Campo.				
FCamp Alm Ang	15°	15°	75°	1°
Ajuste de arranque del ángulo de alarma de fallo campo (ángulo del factor de potencia adelantado).				
FCamp Alm	1 s	0 s	100 s	0,1 s

²¹ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-39.

²² MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-39.



Tempo				
Ajuste de la temporización de funcionamiento de la alarma de falla del campo.				
FCamp1 Estado	ACTIVADO	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva el primer umbral de la función de protección de falla del campo.				
FCamp1 - X_{a1}	1,97	0/ln Ω (Vn=100/120V)	40/ln Ω (Vn=100/120V)	0,5/ln Ω (Vn=100/120V)
Ajuste del desplazamiento ('offset') negativo de reactancia del primer umbral de protección de impedancia de falla del campo.				
FCamp1 - X_{b1}	15,69	25/ln Ω (Vn=100/120V)	325/ln Ω (Vn=100/120V)	1/ln Ω (Vn=100/120V)
Ajuste del diámetro de la característica circular de impedancia del primer umbral de protección de falla del campo.				
FCamp1 Temporiz	0,5 s	0 s	100 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral de protección de falla del campo.				
FCamp1 Temp DO	0 s	0 s	10 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de reposición del primer umbral de protección de falla del campo.				
FCamp2 Estado	DESACTIVADO	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva el segundo umbral de la función de protección de falla del campo.				
FCamp1 - X_{a2}	-----	0/ln Ω (Vn=100/120V)	40/ln Ω (Vn=100/120V)	0,5/ln Ω (Vn=100/120V)
Ajuste del desplazamiento ('offset') negativo de reactancia del segundo umbral de protección de impedancia de falla del campo.				
FCamp1 - X_{b2}	-----	25/ln Ω (Vn=100/120V)	325/ln Ω (Vn=100/120V)	1/ln Ω (Vn=100/120V)
Ajuste del diámetro de la característica circular de impedancia del segundo umbral de protección de falla del campo.				
FCamp1 Temporiz	-----	0 s	100 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral de protección de falla del campo.				
FCamp1 Temp DO	-----	0 s	10 s	0,1 s



Ajuste de la temporización de reposición del segundo umbral de protección de falla del campo.

Tabla 6.12. Tabla de configuración de la función de protección de pérdida de campo del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

6.2.5.6 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEPENDIENTE DE LA TENSIÓN 51V.

Las funciones de protección de las líneas que interconectan la central Saymirín con la subestación 7 perteneciente a la CENTROSUR, previamente se definieron antes de seleccionar la función de protección de respaldo del generador.

Como función de protección principal de la línea se tiene una función de protección diferencial, y como función de protección de respaldo una función de protección de sobrecorriente direccional, como se verá posteriormente en este capítulo, cuando se proceda a realizar el ajuste de las funciones de protección de la línea.

En los esquemas de protección de generadores es casi común encontrar como función de protección de respaldo, una función de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V o una función de distancia 21.

Debido a las importantes ventajas que brinda la protección de respaldo 51V ante posibles errores en la actuación de los relés de protección causadas tanto por fallas externas como internas y adicionalmente a que la función de protección de respaldo de la línea es una función de sobrecorriente, se ha decidido seleccionar la función 51V como función de respaldo del generador.

Para brindar mayor seguridad al generador ante fallas aguas abajo que no han sido despejadas, esta protección tiene la capacidad de cambiar su ajuste de arranque de corriente en función de la tensión que percibe en sus terminales, lo cual significa que permite incrementar su sensibilidad ante fallas externas, asegurando la no actuación ante corrientes de carga.

Para el caso de las dos unidades de Saymirín V, ésta función de protección debe brindar respaldo ante fallas no despejadas tanto en la barra Say V, en el lado de baja y alta tensión del transformador T SAY V, en la barra de 69 kV de la subestación 11, en la línea que interconecta la barra de la subestación 11 con la barra de la subestación 19, la barra de la subestación 19, y la línea que interconecta la barra de la subestación 19 con la subestación 7.

En la figura 6.6 se puede observar los puntos de falla antes mencionados, para los cuales se debe brindar respaldo.

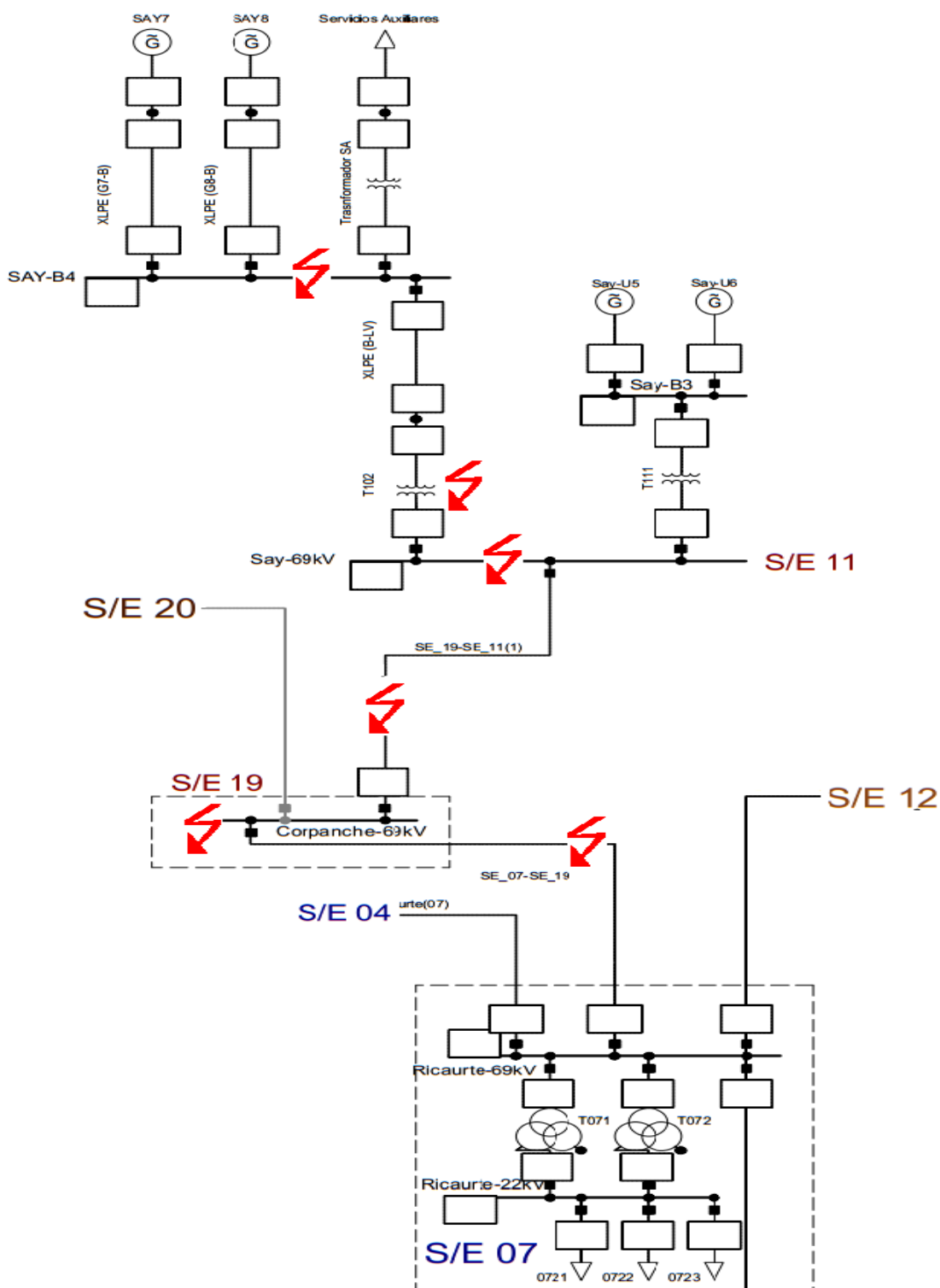


Figura 6.6. Puntos de falla donde brinda respaldo la protección 51V.

Fuente: Elaboración propia.

Al producirse una falla en el sistema aguas abajo del generador, su tensión en sus terminales se ve reducida, por lo tanto el relé reajusta el valor de arranque de sobrecorriente reduciéndolo en un factor K , con lo cual se incrementa la sensibilidad del relé, y se asegura su actuación para desconectar al generador. El relé utiliza señales de entrada proveniente de las corrientes de línea y de las tensiones entre fases.

La protección de respaldo de sobrecorriente dependiente de la tensión puede ser configurada en el relé mediante dos formas de funcionamiento, la primera es como función de protección de sobrecorriente controlada por tensión y la segunda como función de protección de sobrecorriente restringida por tensión. Las diferencias entre ambas se expusieron en el capítulo 5.

Ambos modos de funcionamiento son igualmente válidos, sin embargo, por sugerencia de la literatura especializada, se ha optado por configurar la función de protección de respaldo de sobrecorriente controlada por tensión, debido a que se recomienda utilizar ésta forma de funcionamiento del relé, cuando el generador se encuentra conectado directamente a una barra colectora.

En la figura 6.7 se puede observar la característica de actuación de este modo de protección.

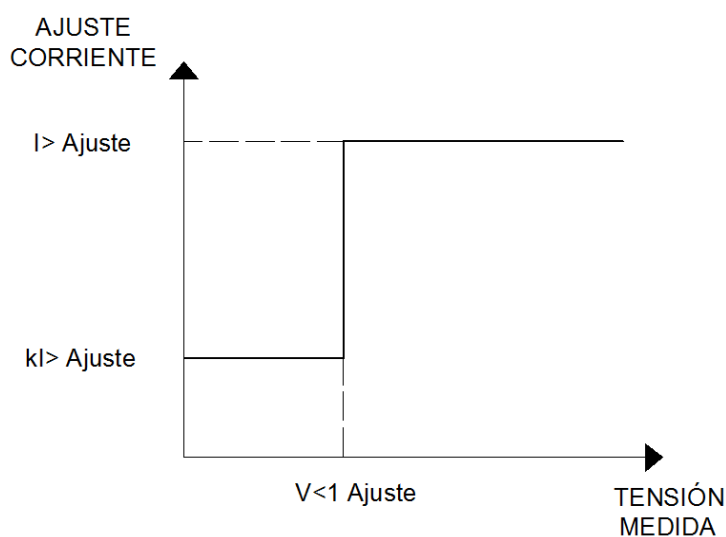


Figura 6.7. Característica de actuación de la protección de sobrecorriente controlada por tensión.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

Los ajustes para la calibración del relé son los siguientes:

- Función de operación de la protección de respaldo:



Como se mencionó anteriormente, la forma de funcionamiento de la función de protección de respaldo seleccionada por recomendación de la literatura especializada, es la función de sobrecorriente controlada por tensión.

$$\text{Función Respaldo} = \text{Tensión Controlada}$$

- Rotación vector:

Para mejorar la sensibilidad de la función de protección de sobrecorriente dependiente de la tensión, para fallas fase-fase de AT alimentadas por un transformador elevador Yd₁ o Yd₁₁, debe corregirse la transformación de la señal de tensión de manera apropiada, como parte de los ajustes del P343. Cuando un generador está conectado a una barra mediante un transformador elevador triángulo-estrella, una falla fase-fase sólida en la barra colectora de alta tensión (AT) produce solamente un colapso parcial de la tensión fase-fase en los terminales del generador. La función de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V puede no ser suficientemente sensitiva para detectar tales fallas. Por otro lado, una falla fase-tierra del lado AT tiene una tensión fase-fase baja del lado triángulo, y la protección 51 V puede responder incorrectamente. Este tipo de fallas deben ser tratadas con la protección de falta a tierra de AT. Para que la función de sobrecorriente dependiente de la tensión se coordine correctamente con otros relés de la red, en presencia de un transformador elevador triángulo-estrella, se proporciona una función de transformación del vector de tensión interna. Este permite que la protección 51V utilice tensiones derivadas con la misma relación fase-fase que las tensiones del lado de AT. Si se selecciona la opción "Triángulo-estrella" para el ajuste "Rotación vector", las dependencias de la tensión para los tres elementos de sobrecorriente dependiente de la tensión o de mínima impedancia son los siguientes. Nótese que las dependencias de la tensión son para un transformador elevador Yd₁₁, sin embargo, las magnitudes también se pueden utilizar en una aplicación de transformador elevador Yd₁, Yd₅ o Yd₇.²³

$$\begin{aligned} \text{Para } I_a \text{ ó } Z_a \quad V &= \text{magnitud} \frac{(V_{ab} - V_{ca})}{\sqrt{3}} \\ \text{Para } I_b \text{ ó } Z_b \quad V &= \text{magnitud} \frac{(V_{bc} - V_{ab})}{\sqrt{3}} \\ \text{Para } I_c \text{ ó } Z_c \quad V &= \text{magnitud} \frac{(V_{ca} - V_{bc})}{\sqrt{3}} \end{aligned}$$

En la figura 6.8 se puede observar la transformación del vector de tensión para un transformador Yd₁₁.

²³ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-28.

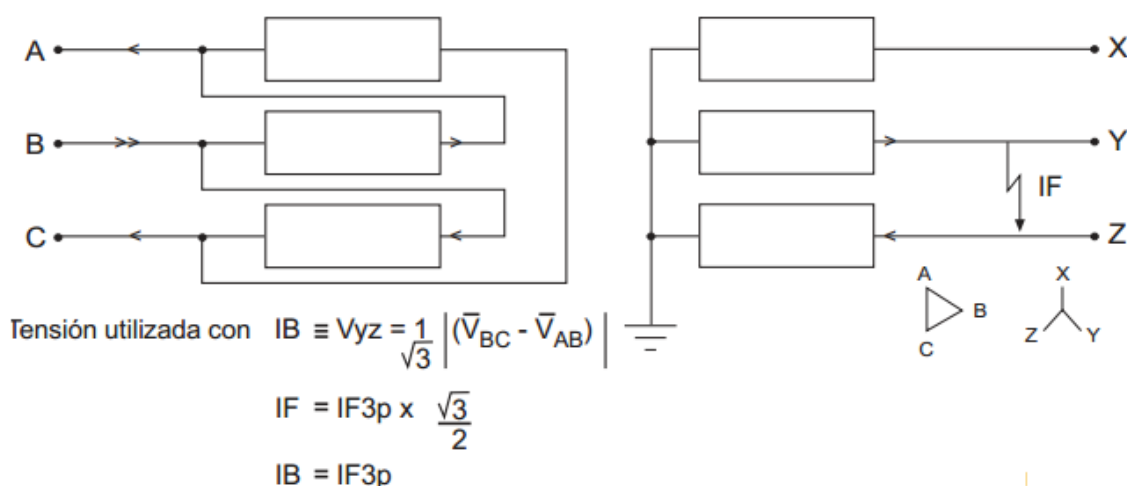


Figura 6.8. Transformación del vector de tensión para un transformador Yd₁₁.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

El transformador de potencia de Saymirín V tiene la característica de ser Yd₁₁, lo cual implica que debe realizarse un ajuste de los vectores de tensión.

Rotación vector = Triángulo – Estrella

- Ajuste de arranque para el disparo de sobrecorriente controlada:

El ajuste de corriente "SI dep V I > Ajust", debe fijarse de manera de que tenga un valor primario de funcionamiento superior a la máxima corriente de carga del generador.²⁴ Las dos unidades de Saymirín V están diseñadas para trabajar con una sobrecarga del 10%. Por tal motivo, el valor de este ajuste es el 10% de la corriente nominal de cada generador.

$$SI \text{ dep } V \text{ } I > Ajust = 1,1 \times I_n$$

La corriente nominal de cada unidad es 384,9 A. Para la configuración del relé es necesario referir este valor de arranque al lado secundario de los TCs, por tal motivo debe ser dividido para la RTC.

$$RTC = \frac{500}{5} = 100$$

$$SI \text{ dep } V \text{ } I > Ajust = \frac{1,1 \times I_n}{RTC}$$

$$SI \text{ dep } V \text{ } I > Ajust = \frac{1,1 \times 384,9}{100}$$

²⁴ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-26.

$$SI \text{ dep } V I > A_{jus} = 4,23 A$$

- Factor de multiplicación para la protección de sobrecorriente controlada:

El factor de multiplicación del ajuste de corriente, "SI dep V k A_{jus}", regula el ajuste de la función de protección bajo condiciones de mínima tensión. Éste debe ajustarse para dar una corriente primaria de funcionamiento menor al 50% de la corriente de falla mínima en régimen permanente, en el caso de una falla multifásica en el terminal remoto de un alimentador, siendo el generador la única fuente. Esto asegura que el elemento proporcione adecuada protección de respaldo para una falta no despejada en aquel alimentador.²⁵

La función de protección 51V debe proveer respaldo hasta el terminal remoto más lejano equivalente al extremo de la línea que conecta la subestación Corpanche 19 con la subestación Ricaurte 7. Por lo tanto es necesario realizar la simulación de un evento de cortocircuito trifásico y bifásico en el extremo final de esta línea, y obtener como resultado la corriente de cortocircuito de estado estable en el generador, cuando únicamente un generador de Saymirín V se encuentra alimentando a dicha falla.

El software DlgSILENT Power Factory utilizado para realizar las diferentes simulaciones, presenta el inconveniente de que permite obtener la corriente de cortocircuito de estado estable únicamente en el punto en el cual se simula la falla. Por tal motivo, se realiza un procedimiento analítico para obtener dichas corrientes para ambos tipos de fallas.

En primer lugar se procede con el análisis de los modelos a utilizar para calcular las corrientes de cortocircuito de estado estable en el generador. Para una falla trifásica se tiene:

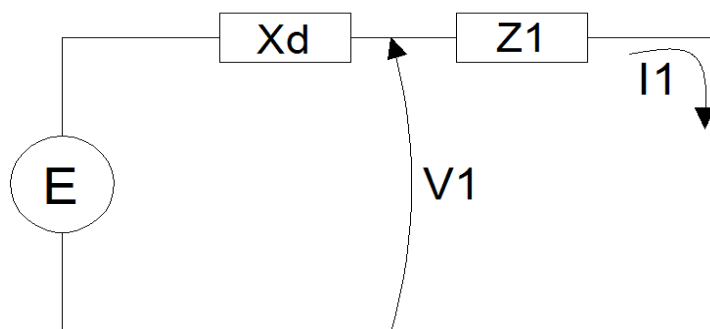


Figura 6.9. Modelo simplificado para un cortocircuito trifásico.

Fuente: Elaboración propia.

²⁵ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-26.

De donde:

E = f.e.m. interna del generador.

X_d = Reactancia de eje directo del generador.

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva vista desde los terminales del generador al punto de falla.

Debido a que es necesario calcular la corriente de falla mínima en régimen permanente, se asume que el generador se encuentra en vacío y el regulador de tensión se encuentra operando en modo manual, por lo tanto se tiene que $E = 1 \text{ pu}$.

$$I_1 = \frac{E}{X_d + Z_1}$$

En una falla trifásica las corrientes en las tres fases toma el mismo valor, por tal motivo, solo aparece la componente de secuencia positiva.

$$I_A = I_B = I_C = I_1 \text{ [A]}$$

Para una falla fase-fase se tiene:

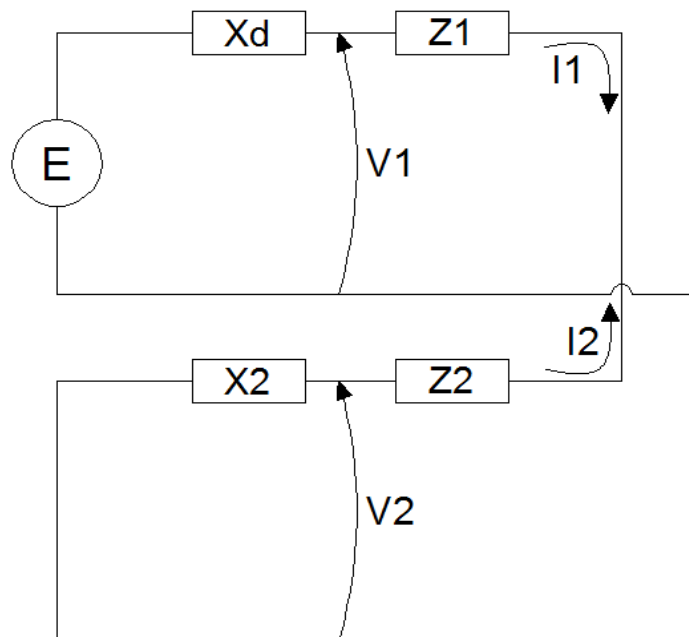


Figura 6.10. Modelo simplificado para un cortocircuito fase-fase.

Fuente: Elaboración propia.



De donde:

E = f.e.m. interna del generador.

X_d = Reactancia de eje directo del generador.

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva desde los terminales del generador al punto de falla.

X_2 = Reactancia de secuencia negativa del generador.

Z_2 = Impedancia de secuencia negativa vista desde los terminales del generador al punto de falla.

De igual manera que para el caso de una falla trifásica se asume que el generador se encuentra en vacío y el regulador de tensión se encuentra operando en modo manual, por lo tanto se tiene que $E = 1 pu$.

$$I_1 = \frac{E}{X_d + X_2 + Z_1 + Z_2}$$

$$I_1 = -I_2$$

En una falla fase-fase aparecen las componentes de secuencia positiva y negativa. La relación entre estas componentes de secuencia y las corrientes reales se da por medio de las siguientes ecuaciones:

$$I_A = I_1 + I_2$$

$$I_B = a^2 \times I_1 + a \times I_2$$

$$I_C = a \times I_1 + a^2 \times I_2$$

En la figura 6.11 se observa el modelo del sistema utilizado para obtener la corriente mínima de falla en estado estable del generador cuando se produce una falla trifásica y bifásica en el extremo más lejano de la línea Corpanche-Ricaurte.

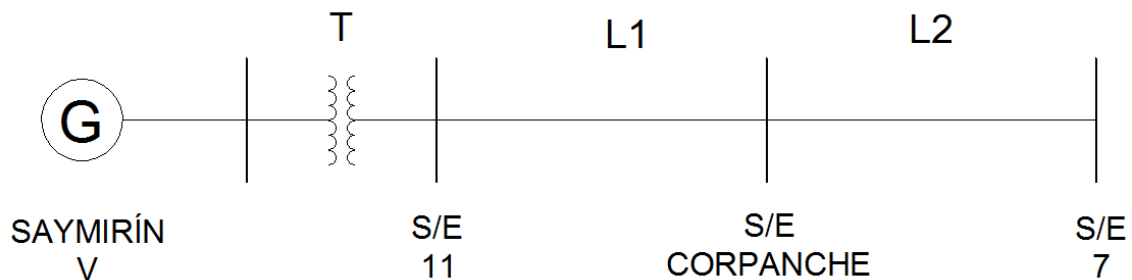


Figura 6.11. Modelo del sistema utilizado para obtener la corriente de falla mínima del generador de un cortocircuito trifásico y bifásico.

Fuente: Elaboración propia.



Para facilitar los cálculos es necesario pasar todas las impedancias de los elementos a un sistema en por unidad. La potencia base utilizado para todo el modelo es 4,2 MVA. Para el lado de baja tensión del transformador se tiene:

$$V_{base} = 6,3 \text{ kV}$$

$$I_{base} = 384,9 \text{ A}$$

$$Z_{base} = 9,45 \Omega$$

Mientras que para el lado de alta tensión del transformador se tiene:

$$V_{base} = 69 \text{ kV}$$

$$I_{base} = 35,14 \text{ A}$$

$$Z_{base} = 1.133,67 \Omega$$

Utilizando el procedimiento descrito en el capítulo 2 para convertir las impedancias de cada elemento en por unidad para una base común del sistema se tiene:

Generador:

$$X_d = 0,8714 \text{ pu}$$

$$X_2 = 0,17 \text{ pu}$$

Transformador:

$$X_t = 0,7437 \text{ pu (bases propias)}$$

$$X_t = 0,3627 \text{ pu (bases del sistema)}$$

L1 (Línea S/E 11 – Corpanche):

$$L = 1,335 \text{ km}$$

$$R = 0,1461 \Omega/\text{km}$$

$$X_l = 0,4593 \Omega/\text{km}$$

$$R = 0,000172 \text{ pu}$$

$$X_l = 0,000541 \text{ pu}$$

L2 (Línea Corpanche – Ricaurte):

$$L = 9,823 \text{ km}$$



$$R = 0,1394 \Omega/km$$

$$X_l = 0,4463 \Omega/km$$

$$R = 0,001208 pu$$

$$X_l = 0,003867 pu$$

Utilizando las ecuaciones descritas anteriormente para una falla trifásica y para una falla fase-fase se obtiene:

Falla trifásica:

$$I_1 = \frac{1}{(0,000172 + 0,001208) + j(0,8714 + 0,3627 + 0,000541 + 0,003867)}$$

$$I_1 = (0,8074 - 89,94^\circ) pu$$

$$I_A = I_B = I_C = (0,8074 - 89,94^\circ) pu$$

$$I_A = I_B = I_C = |(0,8074 - 89,94^\circ)| \times I_{base}$$

$$I_A = I_B = I_C = |(0,8074 - 89,94^\circ)| \times 384,9$$

$$I_A = I_B = I_C = 310,78 A$$

Falla fase-fase:

$$I_1 = \frac{1}{2(0,000172 + 0,001208) + j[0,8714 + 0,17 + 2(0,3627 + 0,000541 + 0,003867)]}$$

$$I_1 = (0,5634 - 89,91^\circ) pu$$

$$I_2 = -I_1 = (0,5634 90,09^\circ) pu$$

Las corrientes de fase son:

$$I_A = I_1 + I_2 = 0$$

$$I_B = a^2 \times I_1 + a \times I_2 = (0,9754 - 179,91^\circ) pu$$

$$I_C = a \times I_1 + a^2 \times I_2 = (0,9754 0,09^\circ) pu$$

$$I_B = |0,9754 - 179,91^\circ| \times I_{base}$$

$$I_C = |0,9754 0,09^\circ| \times I_{base}$$



$$I_B = 375,46 \text{ A}; \quad I_C = 375,46 \text{ A}$$

El factor k debe seleccionarse para tener una corriente primaria de arranque inferior al 50% de la corriente de falla mínima en régimen permanente. Comparando las corrientes de cortocircuito de estado estable, para la falla trifásica y la bifásica, se puede observar que la corriente menor es 310,78 A. Tomando un valor de 150 A, lo cual significa un porcentaje inferior al 50% de 310,78 A, se calcula el factor k .

$$I_{\text{arranque}} \times k = 150 \text{ A}$$

$$k = \frac{150}{1,1 \times I_n} = \frac{150}{423,39}$$
$$k = 0,35$$

- Ajuste de mínima tensión de la característica de sobrecorriente controlada:

El valor del 30% de la tensión nominal del generador permite obtener una rápida actuación del relé en caso de que se produzca un cortocircuito en la barra de 69 kV de Saymirín, mientras que para fallas aguas abajo a esta barra, la actuación del relé tiene una temporización de actuación más lenta.

$$SI \text{ dep } V V < 1 = 30\% \times V_n = 0,3 \times 6300 = 1.890 \text{ V}$$

El valor de $30\% \times V_n$, debe ser referido al lado secundario de los TPs, por lo tanto se tiene:

$$RTP = \frac{6.300}{120} = 52,5$$

$$SI \text{ dep } V V < 1 = \frac{1.890}{RTP} = \frac{1.890}{52,5}$$

$$SI \text{ dep } V V < 1 = 36 \text{ V}$$

- Selección de la característica de disparo para la protección de sobrecorriente dependiente de la tensión:

Para seleccionar de la característica de la curva de sobrecorriente del relé, es necesario contar con la curva de capacidad térmica de tiempo corto del generador y la curva límite de daño de sobrecorriente del transformador. Estas curvas se obtuvieron de los pliegos de pruebas provistos por los fabricantes y se observan en las figuras 6.12 y 6.13.

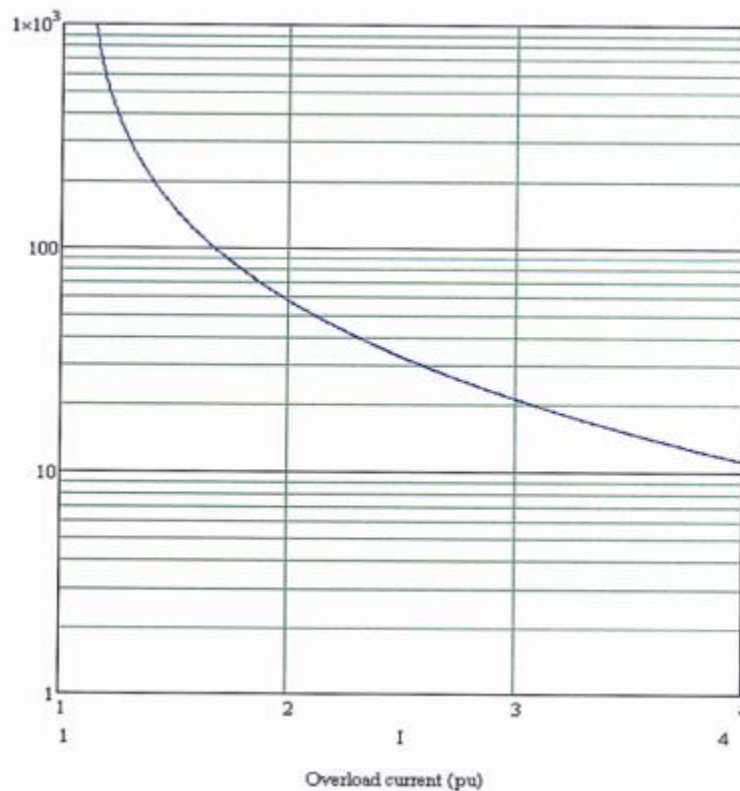


Figura 6.12. Curva de capacidad térmica de tiempo corto del generador.

Fuente: Pliegos de pruebas WEG. CEDHI Ingeniería de detalle Saymirín V.

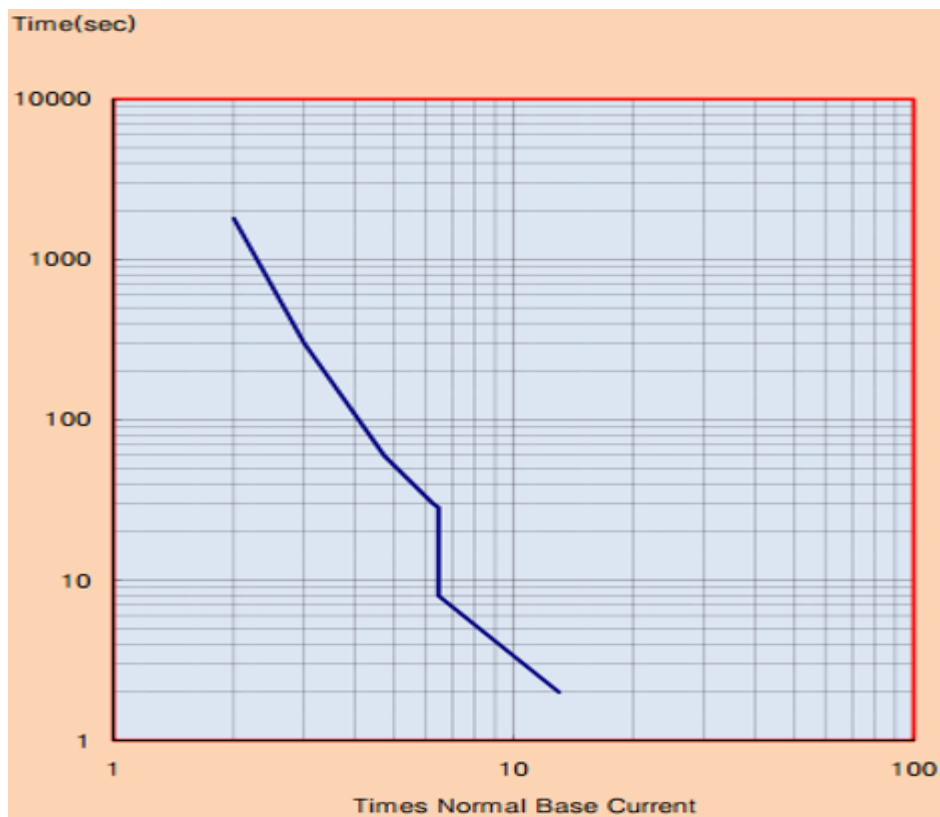


Figura 6.13. Curva de daño de sobrecorriente del transformador.

Fuente: Pliegos de pruebas LS INDUSTRIAL SYSTEMS. CEDHI Ingeniería de detalle Saymirín V.



La curva de actuación del relé debe ubicarse por debajo de las curvas de capacidad térmica de tiempo corto del generador y la curva límite de daño de sobrecorriente del transformador. Las normas de fabricación solicitadas al constructor tanto del generador como del transformador, son normas IEC, por esta razón la curva de actuación del relé, también es seleccionada según esta norma.

El relé permite configurar una variedad de cuatro curvas IEC/UK y de cinco IEEE/US, para realizar la protección de sobrecorriente dependiente de la tensión. Las curvas de tiempo inverso IEC/UK están dadas según la siguiente fórmula:

$$t = T \times \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + L \right)$$

Mientras que las curvas de tiempo inverso IEEE/US están dadas por:

$$t = TD \times \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + L \right)$$

Donde se tiene:

t = Tiempo de activación.

K = Constante.

I = Corriente medida.

I_s = Ajuste del umbral de corriente.

L = Constante ANSI/IEEE (cero para las curvas IEC/UK).

T = Ajuste del Multiplicador de tiempo para curvas IEC/UK.

TD = Ajuste de "Time Dial" para las curvas IEEE/US.

En la siguiente tabla se encuentran expuestos los valores de las constantes correspondientes a las curvas de tiempo inverso IEC/UK y IEEE/US.

CURVA	NORMA	K	α	L
Normal inversa	IEC	0,14	0,02	0
Muy inversa	IEC	13,5	1	0



Extremadamente inversa	IEC	80	2	0
Inversa de tiempo largo	UK	120	1	0
Rectificador	UK	45.900	5,6	0
Moderadamente inversa	IEEE	0,0515	0,02	0,114
Muy inversa	IEEE	19,61	2	0,491
Extremadamente inversa	IEEE	28,2	2	0,1217
Inverso	US-C08	5,95	2	0,18
Inversa corta	US-C02	0,16758	0,02	0,11858

Tabla 6.13. Constantes para las curvas IEC/UK y IEEE/US.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

En la figura 6.14 se observa una curva IEC extremadamente inversa debido a que se ajusta muy bien a la curva de capacidad térmica de tiempo corto del generador, la cual se encuentra por debajo de la curva de daño de sobrecorriente del transformador.

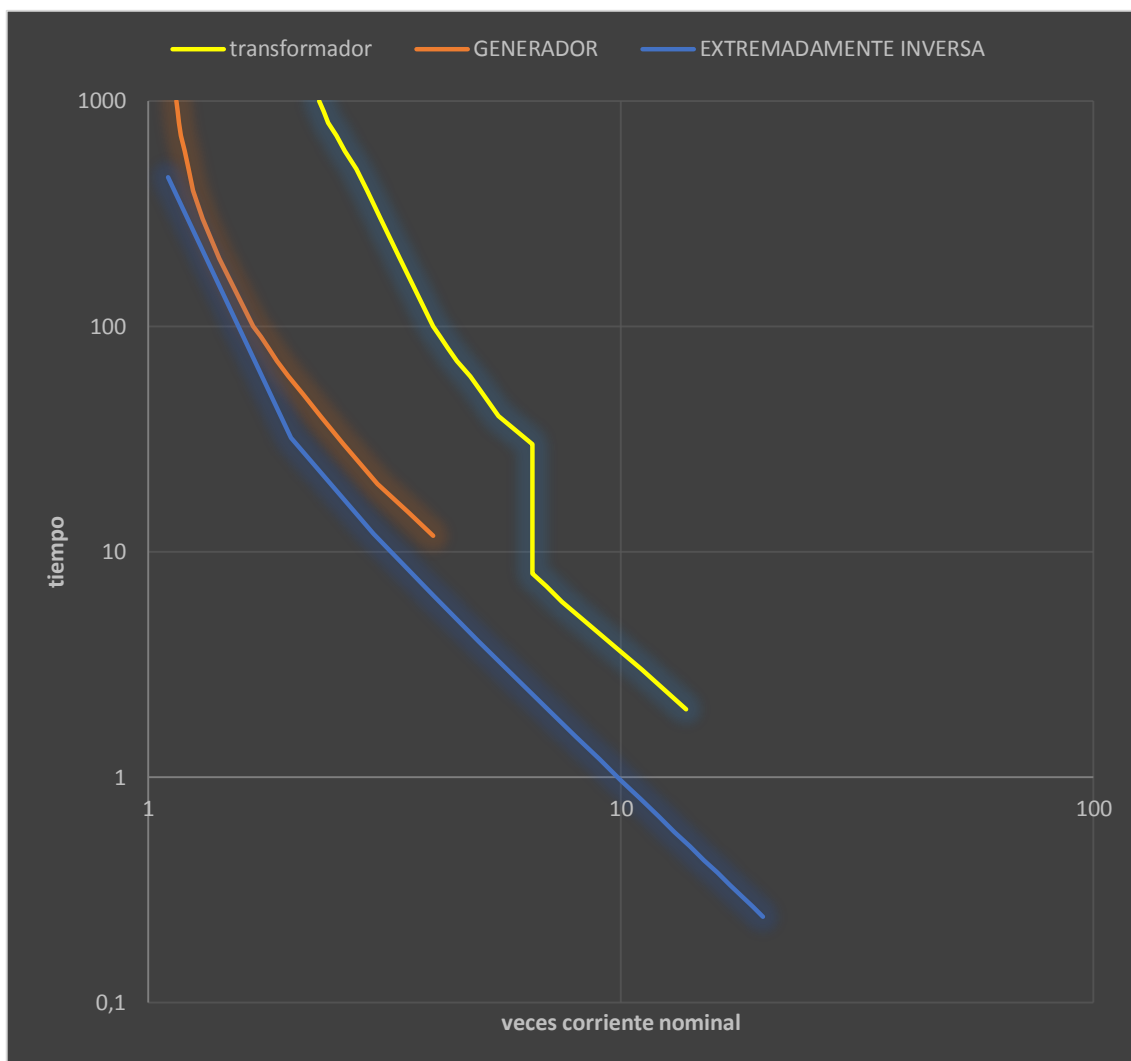


Figura 6.14. Curva de actuación de sobrecorriente para la protección 51V.

Fuente: Elaboración propia.



Esta curva de actuación del relé queda determinada de la siguiente manera:

$$SI \text{ dep } V \text{ Car} = IEC \text{ E Inverse}$$

- Configuración del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento de la característica IEC:

La curva de actuación de sobrecorriente seleccionada para el relé, como se mencionó es una curva IEC extremadamente inversa. El ajuste de su DIAL corresponde a 1.2.

$$SI \text{ dep } V \text{ TMS} = 1.2$$

Utilizando los valores de calibración anteriores, el ajuste del relé para la función de protección de respaldo de sobrecorriente con restricción de tensión queda establecida según la tabla 6.14.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
RESPALDO DEL SISTEMA 51V				
Función Respaldo	TENSIÓN CONTROLADA	Desactivado, Tensión Controlada, Tensión Restringida, Mínima Impedancia		
Función de operación de la protección de respaldo de la red (sistema).				
Rotación vector	TRIÁNGULO-ESTRELLA	Ninguno, Triángulo-Estrella		No Aplica
Selección de la corrección del vector de tensión Triángulo-Estrella, activado cuando hay un transformador elevador triángulo-estrella para mejorar la sensibilidad ante faltas de fase de AT.				
SI dep V Car	IEC E INVERSE	DT, IEC S Inverse, IEC V Inverse, IEC E Inverse, UK LT Inverse, UK Rectifier, RI, IEEE M Inverse, IEEE V Inverse, IEEE E Inverse, US Inverse, US ST Inverse		
Selección de la característica de disparo para la protección de sobrecorriente dependiente de la tensión.				
SI dep V I> Ajus	4,23 A	0,8 x In A	4 x In A	0,01 x In A
Ajuste de arranque para el disparo de sobrecorriente controlada y restringida por la tensión.				
SI dep V TMS	1,2	0,025	1,2	0,025
Configuración del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento de la característica IEC IDMT.				
SI dep V V<1	36 V	5V (Vn=100/120V)	120V (Vn=100/120V)	1V (Vn=100/120V)
Ajuste de mínima tensión de la característica de sobrecorriente controlada y restringida por la tensión.				



SI dep V k Ajus	0,35	0,1	1	0,05s
Factor de multiplicación para la protección de sobrecorriente controlada y restringida por la tensión, el ajuste de arranque es "SI dep V l> Ajus" x "SI dep V k Ajus" según el nivel de la tensión.				

Tabla 6.14. Tabla de configuración de la función de protección de respaldo de sobrecorriente dependiente de la tensión del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

6.2.5.7 PROTECCIÓN DE BAJATENSIÓN 27.

La función de protección de bajatensión 27 permite proteger al generador contra condiciones de operación en las cuales el nivel de tensión en sus terminales es inferior al valor de tensión mínimo permitido de operación continua, que generalmente es el 95% de su valor de tensión nominal.

Cuando el generador opera con niveles bajos de tensión en terminales, puede provocar problemas con la estabilidad de tensión en el sistema, en el funcionamiento de equipos de servicios auxiliares tales como bombas, motores, ventiladores, y en la absorción de potencia reactiva inyectada desde el sistema.

El relé permite configurar dos umbrales de operación, el primero para alarma y el segundo para disparo de la unidad. Los umbrales de mínima tensión pueden bloquearse opcionalmente por una condición de polo muerto (interruptor abierto).

La configuración de los valores de ajuste del relé se realiza en base a la norma IEEE C37.102-2006, para una característica de operación de dos etapas de tiempo definido. Los valores recomendados en esta norma son:

Alarma: 90 % V_n ; 10 < t < 15 s

Disparo: 80 % V_n ; tiempo: 2 s

Los ajustes a ser configurados en el relé son:

- Tensión de entrada medida:

La tensión de entrada medida por el relé será igual a la tensión nominal referida al lado secundario del TP, la cual es 120 V entre fases.

$$V < \text{Modo medida} = \text{fase} - \text{fase}$$



- Ajuste que determina si una fase, o las tres fases, deben cumplir con los criterios de mínima tensión, antes de tomarse una decisión:

Este ajuste permite seleccionar dos tipos de actuación del relé, el primero es cuando cualquiera de las fases cae por debajo del nivel de tensión mínima, y el segundo cuando las tres fases caen por debajo de tal límite de tensión. Para nuestro caso, se selecciona el modo de actuación cuando cualquiera de las fases se encuentra fuera del límite de tensión mínimo permitido.

$$V < \text{Modo funcnm} = \text{Cualquier fase}$$

- Característica de disparo del primer umbral de la función de mínima tensión:

Como se mencionó anteriormente, el relé debe ser configurado con una característica de operación de dos etapas de tiempo definido.

$$V < 1 \text{ Función} = DT$$

- Ajuste del arranque del primer umbral:

El primer umbral corresponde a la etapa de alarma de la función de bajatensión. El ajuste de este valor corresponde al 90 % de la tensión nominal del generador, es necesario referir el valor del ajuste de alarma al secundario del TP, por lo cual el valor hallado es dividido para su RTP.

$$RTP = \frac{6.300}{120} = 52,5$$

$$V_{\text{alarma}} = 0,9 \times V_n$$

$$V_{\text{alarma}} = 0,9 \times 6.300$$

$$V_{\text{alarma}} = 5.670$$

$$V < 1 \text{ Ajuste} = \frac{V_{\text{alarma}}}{RTP}$$

$$V < 1 \text{ Ajuste} = \frac{5.670}{52,5}$$

$$V < 1 \text{ Ajuste} = 108 V$$

- Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral:

Este valor de temporización debe encontrarse en el rango $10 < t < 15 \text{ s}$. Para nuestro caso escogeremos como el valor de ajuste de temporización de 10 segundos.



$$V < 1 \text{ Temporiz} = 10 \text{ s}$$

- Activación del segundo umbral del elemento de mínima tensión:

Es necesario activar el segundo umbral, debido a que corresponde a la etapa de disparo de la función de protección de bajatensión.

$$V < 2 \text{ Estado} = \text{Activado}$$

- Ajuste del arranque del segundo umbral:

El segundo umbral corresponde a la etapa de disparo de la función de bajatensión. El ajuste de este valor corresponde al 80% de la tensión nominal del generador. Es necesario referir el valor del ajuste de alarma al secundario del TP, por lo cual el valor hallado será dividido para su RTP.

$$RTP = \frac{6.300}{120} = 52,5$$

$$V_{\text{alarma}} = 0,8 \times V_n$$

$$V_{\text{alarma}} = 0,8 \times 6.300$$

$$V_{\text{alarma}} = 5.040$$

$$V < 2 \text{ Ajuste} = \frac{V_{\text{alarma}}}{RTP}$$

$$V < 2 \text{ Ajuste} = \frac{5.040}{52,5}$$

$$V < 2 \text{ Ajuste} = 96 \text{ V}$$

- Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral:

Según la recomendación de la norma IEEE C37.102-2006, el ajuste de este valor de temporización debe ser 2 segundos.

$$V < 2 \text{ Temporiz} = 2 \text{ s}$$

Para evitar el funcionamiento de cualquier etapa de mínima tensión durante la parada normal del generador se incluye en el relé la lógica de "polo muerto". Esto se facilita seleccionando "V<Inh pol mrto" como "Activado", para asegurar que cuando se detecte una situación de polo muerto (esto es, todas las corrientes de fase inferiores al umbral de mínima corriente o INT. Abierto,



determinado por un opto aislador y por el PSL), el elemento de mínima tensión será inhibido.²⁶

Utilizando los valores de calibración anteriores, el ajuste del relé para la función de protección de baja tensión queda establecida según la tabla 6.15.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
MÍNIMA TENSIÓN				
V<Modo medida	FASE-FASE	Fase-Fase Fase-Neutro		No aplica
Fija la tensión de entrada medida, fase-fase o fase-neutro, que se utilizará para los elementos de mínima tensión.				
V<Modo funcnm	CUALQUIER FASE	Cualquier fase Trifásico		No aplica
Ajuste que determina si una fase, o las tres fases, deben cumplir con los criterios de mínima tensión, antes de tomarse una decisión.				
V<1 Función	DT	Desactivado DT IMDT		No aplica
Característica de disparo del primer umbral de la función de mínima tensión. DT: tiempo definido. IMDT: Tiempo mínimo definido inverso.				
V<1 Ajuste	108 V	10 V (Vn=100/120V)	120 V (Vn=100/120V)	1 V (Vn=100/120V)
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima tensión.				
V<1 Temporiz	10 s	0	100	0.01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de mínima tensión de tiempo definido.				
V<1 Inh pol mrto	ACTIVADO	Activado, Desactivado		No aplica
Si el ajuste está activado, el umbral correspondiente será inhibido por la lógica de polo muerto. Esta lógica genera una salida cuando detecta ya sea un interruptor abierto, vía los contactos auxiliares que alimentan las entradas ópticas del relé, o una combinación de mínima corriente y mínima tensión en cualquiera de las fases. Permite que la protección de mínima tensión se reponga, cuando el interruptor se abre para cumplir con las aplicaciones del TP del lado de línea o de barras.				
V<2 Estado	ACTIVADO	Activado, Desactivado		No aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de mínima tensión.				

²⁶ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-32.



V<2 Ajuste	96 V	10 V (Vn=100/120V)	120 V (Vn=100/120V)	1 V (Vn=100/120V)
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de mínima tensión.				
V<2 Temporiz	2 s	0	100	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de mínima tensión de tiempo definido.				
V<2 Inh pol mrto	ACTIVADO	Activado, Desactivado		No aplica
Si el ajuste está activado, el umbral correspondiente será inhibido por la lógica de polo muerto. Esta lógica genera una salida cuando detecta ya sea un interruptor abierto, vía los contactos auxiliares que alimentan las entradas ópticas del relé, o una combinación de mínima corriente y mínima tensión en cualquiera de las fases. Permite que la protección de mínima tensión se reponga, cuando el interruptor se abre para cumplir con las aplicaciones del TP del lado de línea o de barras.				

Tabla 6.15. Tabla de configuración de la función de protección de bajatensión del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

6.2.5.8 PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59.

La función de protección de sobretensión 59 permite proteger al generador contra condiciones de operación en las cuales el nivel de tensión en sus terminales es superior al valor de tensión máximo permitido de operación continua, que generalmente es el 105% de su valor de tensión nominal.

En especial, este tipo de problemas se da en generadores accionados por medio de turbinas hidráulicas, cuando se produce un rechazo de carga, en donde el regulador de velocidad se ve limitado a actuar en tiempos relativamente largos, lo cual origina que se provoque una sobre velocidad y como consecuencia muy altos niveles de tensión. También se presenta esta condición cuando el regulador de tensión ha sufrido algún daño.

Los altos niveles de tensión comprometen seriamente el aislamiento del generador y también pueden provocar daños de los equipos eléctricos que se encuentran conectados en sus terminales. Cuando el sistema de excitación se encuentra acoplado directamente al generador, como es el caso de las unidades de Saymirín V, el nivel de tensión tiende a incrementarse en una relación cercana al cuadrado de la velocidad de rotación.

El relé permite configurar dos umbrales de operación, el primero para alarma y el segundo para disparo de la unidad. La configuración de los valores de ajuste del relé se realiza en base a la norma IEEE C37.102-2006, para una



característica de operación de dos etapas de tiempo definido. Los valores recomendados en esta norma son:

$$\begin{aligned} \text{Alarma: } 110\% V_n; 10 < t < 15 \text{ s} \\ \text{Disparo: } 150\% V_n; \text{ tiempo: } 2 \text{ ciclos} < t < 5 \text{ ciclos} \end{aligned}$$

Los ajustes a ser configurados en el relé son:

- Tensión de entrada medida:

La tensión de entrada medida por el relé será igual a la tensión nominal referida al lado secundario del TP, la cual es 120 V entre fases.

$$V < \text{Modo medida} = \text{fases} - \text{fase}$$

- Ajuste que determina si una fase, o las tres fases, deben cumplir con los criterios de sobretensión, antes de tomarse una decisión:

Este ajuste permite seleccionar dos tipos de actuación del relé, el primero es cuando cualquiera de las fases se encuentra por encima del nivel de tensión máxima, y el segundo cuando las tres fases se encuentran por encima de tal límite de tensión. Para nuestro caso, se selecciona el modo de actuación cuando cualquiera de las fases supera el límite de tensión máximo permitido.

$$V < \text{Modo funcnm} = \text{Cualquier fase}$$

- Característica de disparo del primer umbral de la función de mínima tensión:

Como se mencionó anteriormente, el relé debe ser configurado con una característica de operación de dos etapas de tiempo definido.

$$V < 1 \text{ Función} = DT$$

- Ajuste del arranque del primer umbral:

El primer umbral corresponde a la etapa de alarma de la función de sobretensión. El ajuste de este valor corresponde al 110% de la tensión nominal del generador. Es necesario referir el valor del ajuste de alarma al secundario del TP, por lo cual el valor hallado será dividido para su RTP.

$$RTP = \frac{6.300}{120} = 52,5$$

$$V_{\text{alarma}} = 1,1 \times V_n$$

$$V_{\text{alarma}} = 1,1 \times 6.300$$



$$V_{alarma} = 6.930$$

$$V < 1 Ajuste = \frac{V_{alarma}}{RTP}$$

$$V < 1 Ajuste = \frac{6.930}{52,5}$$

$$V < 1 Ajuste = 132 V$$

- Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral:

Este valor de temporización debe encontrarse en el rango $10 < t < 15 s$. Para nuestro caso escogeremos como el valor de ajuste de temporización 10 segundos.

$$V < 1 Temporiz = 10 s$$

- Activación del segundo umbral del elemento de sobre tensión:

Es necesario activar el segundo umbral, debido a que corresponde a la etapa de disparo de la función de protección de sobretensión.

$$V < 2 Estado = Activado$$

- Ajuste del arranque del segundo umbral:

El segundo umbral corresponde a la etapa de disparo de la función de sobretensión. El ajuste de este valor corresponde al 150% de la tensión nominal del generador. Es necesario referir el valor del ajuste de alarma al secundario del TP, por lo cual el valor hallado es dividido para su RTP.

$$RTP = \frac{6.300}{120} = 52,5$$

$$V_{alarma} = 1,5 \times V_n$$

$$V_{alarma} = 1,5 \times 6.300$$

$$V_{alarma} = 9.450$$

$$V < 2 Ajuste = \frac{V_{alarma}}{RTP}$$

$$V < 2 Ajuste = \frac{9.450}{52,5}$$



$$V < 2 \text{ Ajuste} = 180 \text{ V}$$

- Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral:

Según la recomendación de la norma IEEE C37.102, el ajuste de este valor de temporización debe estar dentro del rango de $2 \text{ ciclos} < t < 5 \text{ ciclos}$. Para nuestro caso se selecciona el límite inferior, el cual corresponde a dos ciclos que equivale a 0,033 segundos. Debido a que la medida del paso del relé este valor es de 0,01 segundos, se toma el valor de la temporización en 0,03 segundos.

$$V < 2 \text{ Temporiz} = 0,03 \text{ s}$$

Utilizando los valores de calibración anteriores, el ajuste del relé para la función de protección de sobretensión queda establecida según la tabla 6.16.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
SOBRETENSIÓN				
V<Modo medida	FASE-FASE	Fase-Fase Fase-Neutro		No aplica
Fija la tensión de entrada medida, fase-fase o fase-neutro, que se utilizará para los elementos de sobretensión.				
V<Modo funcnm	CUALQUIER FASE	Cualquier fase Trifásico		No aplica
Ajuste que determina si una fase, o las tres fases, deben cumplir con los criterios de sobretensión, antes de tomarse una decisión.				
V<1 Función	DT	Desactivado DT IMDT		No aplica
Característica de disparo del primer umbral de la función de sobretensión. DT: tiempo definido. IMDT: Tiempo mínimo definido inverso.				
V<1 Ajuste	132 V	10 V (Vn=100/120V)	120 V (Vn=100/120V)	1 V (Vn=100/120V)
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de sobretensión.				
V<1 Temporiz	10 s	0	100	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de sobretensión de tiempo definido.				
V<2 Estado	ACTIVADO	Activado, Desactivado		No aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de sobretensión.				



V<2 Ajuste	180 V	10 V (Vn=100/120V)	120 V (Vn=100/120V)	1 V (Vn=100/120V)
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de sobretensión.				
V<2 Temporiz	0,03 s	0	100	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de sobretensión de tiempo definido.				

Tabla 6.16. Tabla de configuración de la función de protección de sobretensión del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

6.2.5.9 PROTECCIÓN DE FRECUENCIA ANORMAL 81.

La función de protección contra frecuencia anormal permite proteger al generador cuando al existir desequilibrio entre la generación y la carga se producen oscilaciones de frecuencia, que pueden exceder una banda de variación permitida en condiciones normales de operación.

Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, la banda de variación permitida para operación en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz.

6.2.5.9.1 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE BAJAFRECUENCIA 81U.

Un evento de bajafrecuencia se produce cuando la carga excede a la generación. En tales condiciones, se puede proceder a realizar una acción de alivio de carga para intentar mantener la frecuencia dentro de su banda de variación permitida. En este caso la variación de la frecuencia se trata de un evento transitorio.

Sin embargo, si el esquema de alivio de carga no puede mantener la frecuencia, es necesario proteger al generador contra condiciones en que la frecuencia disminuya demasiado y pueda causar daños mecánicos en la turbina.

Las turbinas presentan curvas de operación de tolerancia de operación a bajafrecuencia, en donde se exponen zonas prohibidas de operación. Por lo tanto, esta protección debe ser calibrada de tal manera que se encuentre por debajo de la curva que representa la variación de alivio de carga más crítica que el generador puede soportar y por encima de las zonas prohibidas de operación de la turbina.

En la figura 6.15 se muestra un ejemplo de cómo debe ser realizada el ajuste de esta función de protección.

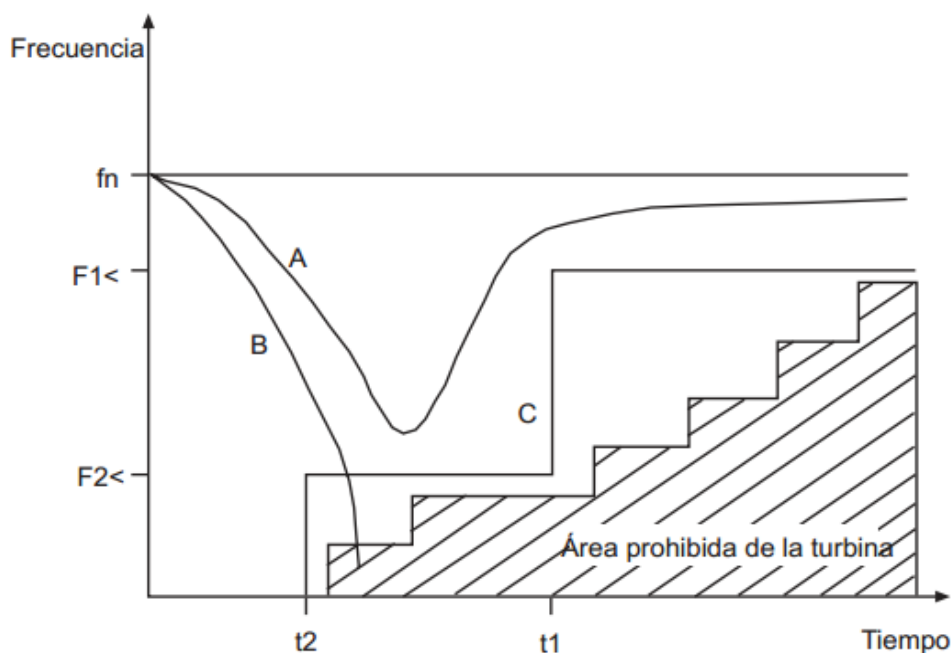


Figura 6.15. Ejemplo de calibración de la protección de bajafrecuencia 81U.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

Donde:

A = Curva de variación de alivio de carga más crítica que el generador puede soportar.

B = Curva de respuesta de frecuencia del sistema con "sub-alivio" de carga.

C = Curva de protección óptima de bajafrecuencia.

El relé permite configurar cuatro etapas de protección de bajafrecuencia de tiempo definido. Adicionalmente, tiene dos etapas de protección de sobrefrecuencia también de tiempo definido, que en caso de ser necesario pueden ser reconfiguradas para utilizarlas como dos etapas adicionales de protección de bajafrecuencia.

Cuando el interruptor de unidad está abierto, las etapas de protección pueden ser desactivadas para evitar realizar una acción de alivio de carga.

En el relé las cuatro etapas de protección de mínima frecuencia son activadas. La frecuencia y su temporización correspondiente de actuación para cada etapa se detallan a continuación:

1. 58,9 Hz, 20 segundos.
2. 57,9 Hz, 10 segundos.
3. 57,5 Hz, 10 segundos.



4. 57 Hz, 5 segundos.

El ajuste del relé para la función de protección de bajafrecuencia queda establecida según la tabla 6.17.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
MÍNIMA FRECUENCIA				
F<1 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el primer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<1 Ajuste	58,9 Hz	45 Hz	65 Hz	0,01 Hz
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<1 Temporiz	20 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				
F<2 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<2 Ajuste	57,9 Hz	45Hz	65Hz	0,01Hz
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<2 Temporiz	10 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				
F<3 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el tercer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<3 Ajuste	57,5 Hz	45Hz	65Hz	0,01Hz
Ajuste del arranque del tercer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<3 Temporiz	10 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del tercer umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				
F<4 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el cuarto umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<4 Ajuste	57,5 Hz	45Hz	65Hz	0,01Hz
Ajuste del arranque del cuarto umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<4 Temporiz	5 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del cuarto umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				



ISEF> Ent VNpol	DERIVADO	Medido, Derivado
Fuente de polarización (homopolar) de tensión residual/de neutro.		

Tabla 6.17. Tabla de configuración de la función de protección de bajafrecuencia del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

6.2.5.9.2 PROTECCIÓN DE SOBREFRECUENCIA 81O.

Un evento de sobrefrecuencia se produce cuando la generación excede a la carga. En tal condición, debe actuar el regulador de velocidad para disminuir el ingreso de agua hacia la turbina, es decir reducir la potencia mecánica, para intentar mantener la frecuencia dentro del rango de variación permitido.

Esta función de protección se utiliza como respaldo en caso de que exista una falla del regulador de velocidad, o en caso de que la frecuencia exceda rápidamente límites superiores a los permitidos.

Una condición de sobrefrecuencia no resulta ser tan crítica como una de bajafrecuencia, debido a los daños mecánicos que la ésta última puede causar especialmente en la turbina. Por tal razón, el relé permite configurar únicamente dos etapas de protección de sobrefrecuencia de tiempo definido.

En el relé las dos etapas de protección de sobrefrecuencia son activadas. La frecuencia y su temporización correspondiente para cada etapa se detallan a continuación:

1. 62 Hz, 10 segundos
2. 63 Hz, 5 segundos

El ajuste del relé para la función de protección de sobrefrecuencia queda establecida según la tabla 6.18.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
SOBREFRECUENCIA				
F<1 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el primer umbral del elemento de sobrefrecuencia.				
F<1 Ajuste	62,5 Hz	45 Hz	65 Hz	0,01 Hz
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de sobrefrecuencia.				
F<1 Temporiz	5 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de sobrefrecuencia de tiempo definido.				



F<2 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de sobrefrecuencia.				
F<2 Ajuste	63 Hz	45 Hz	65 Hz	0,01 Hz
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de sobrefrecuencia.				
F<2 Temporiz	5 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				

Tabla 6.18. Tabla de configuración de la función de protección de sobrefrecuencia del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

6.2.5.10 PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA DEL ROTOR 64R.

Esta función de protección permite detectar fallas a tierra en el circuito de excitación de corriente continua del generador. Si se produce una primera falla en este circuito, no se provocan daños inmediatos debido a que este circuito no se encuentra conectado a tierra, pero sin embargo, se incrementan las posibilidades de que un segundo cortocircuito ocurra, debido a que este circuito se ve sometido a esfuerzos eléctricos adicionales.

En caso de ocurrir un nuevo cortocircuito se ocasionan grandes desequilibrios magnéticos, los cuales a su vez inducen extremas fuerzas mecánicas que pueden provocar violentas vibraciones y dañar el devanado rotórico, y en las peores circunstancias incluso desplazar el rotor hacia el estator, causando un daño total del generador.

El circuito de excitación del generador es del tipo BRUSHLESS PMG, es decir del tipo sin escobillas. Consiste en una excitatriz trifásica de corriente alterna, conectada a un sistema de rectificación rotativo que alimenta con corriente continua al campo principal. Todo el circuito de excitación se encuentra acoplado al eje del generador.

El relé utiliza el método de inyección de onda cuadrada de tensión de corriente continua de baja frecuencia, para la detección de fallas a tierra en cualquier punto del circuito de excitación del generador. El relé permite configurar dos umbrales de protección de mínima resistencia, los cuales a su vez pueden ser configurados para proveer una señal de alarma o el disparo.

La resistencia de tierra del rotor se mide mediante la unidad externa P391, de inyección de onda cuadrada de baja frecuencia, de acoplamiento y de medición, conectada al circuito del rotor.

La medición de la resistencia del rotor se envía al relé vía una salida de lazo de corriente (0 a 20 mA) en la unidad P391, conectada a una de las 4 entradas de

lazo de corriente (0 a 20 mA) en el relé. En la figura 6.16 se observa una fotografía de la unidad externa P391.



Figura 6.16. Unidad externa P391.

www.schneider-electric.com

La fuente de tensión que inyecta la onda cuadrada es acoplada simétricamente al circuito de excitación utilizando dos resistencias de altos valores, y también es conectado a las escobillas de puesta a tierra del rotor por medio de una derivación de medición de la resistencia. En la figura 6.17 se observa tal conexión.

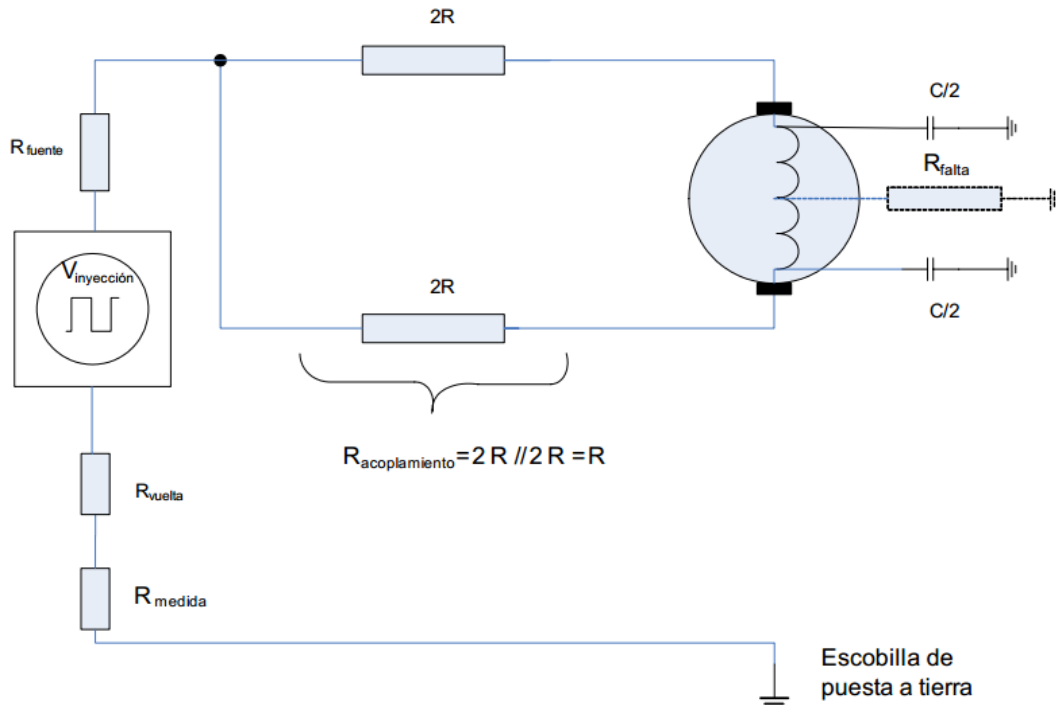


Figura 6.17. Esquema de conexión de la unidad externa P391 al relé.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

En la figura 6.18 se observa en circuito equivalente que el relé utiliza para calcular la resistencia de falla.

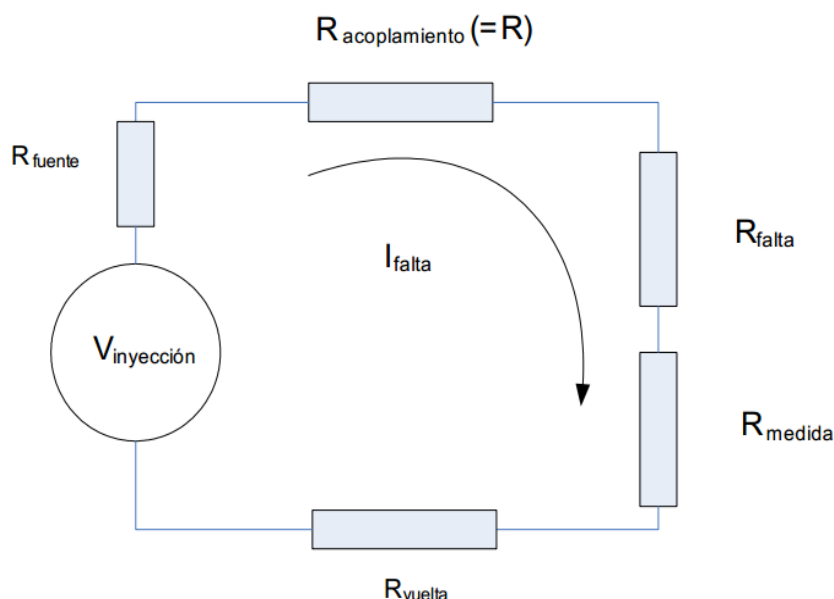


Figura 6.18. Circuito equivalente utilizado para el cálculo de la resistencia de falla a tierra.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

El método para el cálculo de la resistencia de falla se basa en el circuito equivalente de la figura 6.18. La unidad de inyección, de acoplamiento y de medición mide la tensión a través de una resistencia de medición. Esta tensión medida, V_{medida} es proporcional a la corriente de falla I_{falla} . Esta corriente pasa al relé por medio de una de las entradas de lazo de corriente 0-20 mA. Los valores de resistencia de acoplamiento, tensión de inyección y resistencia de medición dependen del modelo de la unidad de inyección, de acoplamiento y de medición y son fijados en el relé. Estos valores son necesarios para el cálculo de la resistencia de falla. Se incluye un ajuste $R_{compensación}$ para fijar la calibración durante la puesta en servicio. El relé calcula la resistencia de falla R_{falla} mediante la siguiente fórmula²⁷:

$$R_{falla} = \frac{V_{inyección}}{\frac{V_{medido}}{R_{medido}}} - R_{fuente} - R_{acoplamiento} - R_{medido} - R_{vuelta} + R_{compensación}$$

El cálculo de la resistencia de falla y la función de protección son ejecutados dos veces por cada ciclo de la red eléctrica. Aunque la falla a tierra del rotor, sea en esencia una protección “lenta” debido a la actualización poco frecuente

²⁷ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (OP) 5-76.



de la adquisición de datos de entrada, la ejecución de la protección de 2 veces por ciclo mejora el tiempo de respuesta, en particular cuando la frecuencia de la red eléctrica es baja. Se implementa una estrategia de conteo de 2, la salida de arranque sólo se valida si la resistencia de falta sobrepasa el umbral en dos cálculos consecutivos. Una relación reposición/arranque de 105% o 110% (según el ajuste) se aplica a los ajustes después del arranque. Para evitar problemas de respuestas excesivas cuando cambia súbitamente la resistencia de falta, se implementa un “filtro de entrada” que retiene decisiones de arranque/disparo y de conteo y valores de mediciones. Esta “retención” sucede si el valor de la resistencia cambia en más de 5%. Esto dura máximo 2 períodos de la frecuencia de inyección. Se incluye un elemento de supervisión de la entrada LIES independiente para supervisar datos de entrada inválidos de la entrada de lazo de corriente seleccionada.²⁸

Los ajustes para la función de protección de pérdida de campo son:

- Frecuencia de inyección de la onda cuadrada de tensión:

El ajuste del intervalo de frecuencia de inyección de la onda cuadrada puede seleccionarse entre los siguientes valores: 0,25Hz, 0,5Hz y 1Hz. Este valor debe ser fijado de manera que coincida con la frecuencia fijada en la unidad de acoplamiento de la P391, la misma que es seleccionada mediante puentes.

$$\text{Injection Freq} = 1 \text{ Hz}$$

- Lazo de corriente usado por la protección de falta a tierra del rotor:

El relé tiene cuatro entradas analógicas de lazo de corriente (0 a 20 mA), denominadas CL1, CL2, CL3, CL4. Se selecciona la primera entrada analógica, es decir la entrada CL1.

$$\text{CL I/P Select} = \text{CL1}$$

- Activación del primer umbral de alarma y del segundo umbral de disparo del elemento de mínima resistencia:

Debido a la importancia que conlleva la detección temprana de una falla a tierra del rotor, para evitar las graves consecuencias mencionadas, se activan ambos umbrales, tanto el de alarma como el de disparo, para garantizar una correcta actuación de esta función de protección.

$$64R R < 1 \text{ Alarma} = \text{Activado}$$

$$64R R < 2 \text{ Disp} = \text{Activado}$$

²⁸ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (OP) 5-77.



- Ajuste de los valores de resistencia de arranque del umbral de alarma y del umbral de disparo:

Según la recomendación de la literatura especializada unos valores típicos de resistencia son los siguientes:

$$Alarma = 64R \quad R < 1 \quad AjustAlm = 40 \, k\Omega$$

$$Disparo = 64R \quad R < 2 \quad AjusDisp = 5 \, k\Omega$$

El relé permite realizar la medición de la resistencia presente en condiciones normales de operación del generador. Tanto los valores de resistencia para el ajuste de los umbrales de alarma y disparo deben ser inferiores al valor de la resistencia que se encuentra presente en condiciones normales.

Por lo cual, estos valores deberían ser verificados que estén correctos, ya que se debe tener cuidado de dejar un margen suficiente entre el valor del ajuste y la resistencia de aislamiento real. Por lo tanto, el ajuste de estos valores de resistencia deben ser comprobados o modificados de ser necesario cuando se realicen las pruebas en campo del generador.

- Ajuste de la temporización de funcionamiento del umbral de alarma y del umbral de disparo:

Durante el arranque de un generador o bajo condiciones transitorias de la red, pueden producirse tierras intermitentes debido a la humedad o al polvo de cobre, lo que es perjudicial para el funcionamiento, especialmente si se utiliza un funcionamiento instantáneo. Por lo que se recomienda una temporización para evitar un disparo no deseado. Las temporizaciones predefinidas, 1s para el disparo y 10s para la alarma, proporcionan los valores típicos.²⁹

$$64R \quad R < 1 \quad TempoAlm = 10 \, s$$

$$64S \quad R < 1 \quad TmpoDisp = 1 \, s$$

- Ajuste de la compensación de resistencia:

Este valor de resistencia puede ser determinado únicamente con las pruebas en campo del generador.

Utilizando los valores de calibración anteriores, el ajuste del relé para la función de protección de falla a tierra del rotor queda establecida según la tabla 6.19.

²⁹ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-96.



Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
EROTOR FT				
Injection Freq	1 Hz	0,25 Hz, 0,5 Hz, 1Hz		No Aplica
Frecuencia de inyección. Debe ser igual a la frecuencia de inyección fijada en el P391.				
CL I/P Select	CL1	Lazo de corriente CL1, CL2, CL3, CL4		No Aplica
Lazo de corriente usado por la protección de falta a tierra del rotor.				
64R R<1 Alarma	ACTIVADO	Activado, Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el primer umbral del elemento de mínima resistencia.				
64R R<1 AjustAlm	40.000 Ω	1.000 Ω	80.000 Ω	1 Ω
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima resistencia.				
64R R<1 TempoAlm	10 s	0 s	600 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de mínima resistencia.				
64R R<2 Disp	ACTIVADO	Desactivado, Activado		No Aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de disparo de mínima resistencia.				
64R R<2 AjustDisp	5.000 Ω	1.000 Ω	80.000 Ω	1 Ω
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de mínima resistencia.				
64S R<1 TmpoDisp	1 s	0 s	600 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de mínima resistencia.				
R Compensation	-----	-1.000 Ω	1.000 Ω	1 Ω
Ajuste de la compensación de resistencia.				

Tabla 6.19. Tabla de configuración de la función de protección de falla a tierra del rotor del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

6.2.5.11 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FALLA A TIERRA 67N.

La función de protección direccional de sobrecorriente 67N denominada en el relé como función de protección de falla a tierra sensible, es utilizada para detectar de manera selectiva cortocircuitos de fase a tierra, que se producen en los devanados del estator del generador cuando se tiene configuraciones de



dos o más unidades conectadas en paralelo, en donde cada unidad se encuentra puesta a tierra.

En el caso de las unidades de Saymirín V, en condiciones normales de operación cuando se encuentran en línea las dos unidades, ambas están conectadas a tierra. El sistema de puesta a tierra de cada unidad individual está dispuesto por medio de una resistencia.

Estas dos resistencias se encuentran instaladas en una celda común de puesta a tierra, la cual tiene las siguientes características:

- Tensión nominal: $6.300 V_{L-L}$, $3.637 V_{L-N}$.
- Amperaje: 250 A durante 10 segundos.
- Aumento de la temperatura: 760°C .
- Resistencias: $2 \times 14,5 \text{ Ohmios (+/- 10\%)}$.
- Transformadores de corriente: $2 \times 50:1 \text{ A, } 30 \text{ VA, } 5\text{P}20$.
- Elevación: 2.750 m.s.n.m.
- Dimensiones: $1.930 \times 1.422 \times 1.295 \text{ mm}$.
- Peso aproximado: 726 kg.

El relé posee un puerto $I_{n_{sensible}}$, el cual cuenta con un elemento de corriente altamente sensible especialmente dedicado para realizar esta protección.

Como se mencionó en el capítulo anterior, esta protección requiere de una señal de operación y de polarización para su funcionamiento, debido a que necesita utilizar un criterio de direccionalidad para proveer selectividad. Como señal de operación se toma la corriente residual, mientras que su dirección se determina con referencia a la señal de polarización de la tensión residual.

La señal de la corriente de operación se toma desde la conexión residual de los TCs trifásicos que se encuentran en terminales del generador y la señal de la tensión de polarización se deriva internamente de las entradas de tensión de las tres fases a neutro del relé.

Para utilizar la señal de tensión residual como señal de polarización, esta señal de tensión debe ser suministrada desde un transformador de tensión de cinco columnas o desde tres transformadores de tensión monofásicos. Estos tipos de diseño de transformadores de tensión permiten el paso del flujo residual, y consecuentemente, permiten al relé derivar la tensión residual requerida. Además el punto de la estrella primaria del transformador de tensión debe estar puesto a tierra.³⁰

³⁰ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (OP) 5-36.

En la figura 6.19 se puede observar el esquema de conexión de los TCs para tomar la señal de corriente.

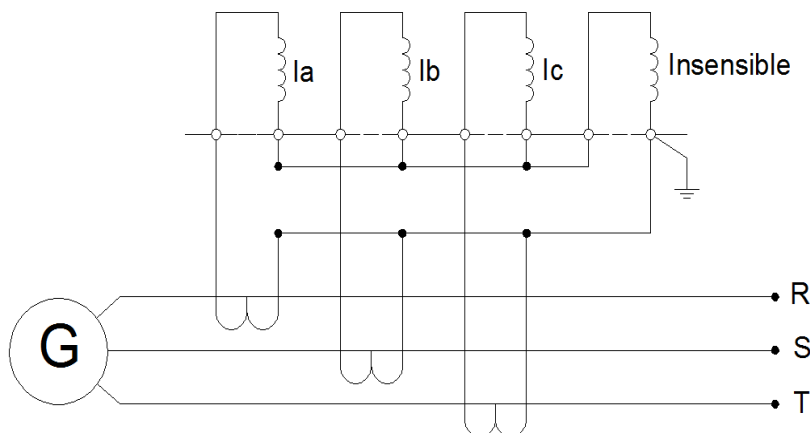


Figura 6.19. Conexión de los TCs para la protección de sobrecorriente direccional de falla a tierra 67N.

Fuente: CEDHI.

Mientras que el relé deriva la magnitud de polarización de la tensión de neutro/residual de la siguiente ecuación:

$$V_{neutro} = V_a + V_b + V_c$$

En la figura 6.20 se puede observar el esquema de conexión de los TPs para tomar la señal de tensión.

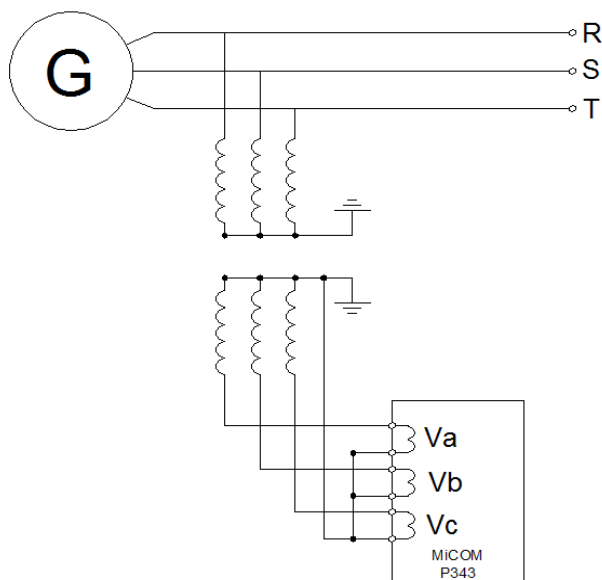


Figura 6.20. Conexión de los TPs para la protección de sobrecorriente direccional de falla a tierra 67N.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.



Los valores a ser ajustados en el relé se detallan a continuación:

- Ajuste para seleccionar el tipo de función de protección de falta a tierra:

Debido a que los dos generadores se encuentran conectados a tierra simultáneamente por medio de una resistencia individual, es necesario seleccionar la función de protección de sobrecorriente direccional, para detectar cortocircuitos de fase a tierra que puedan presentarse en los devanados de cualquiera de los dos generadores.

Para proporcionar la protección de falla a tierra sensible o de falta a tierra direccional sensible, la celda “Opciones FTS/FTR” debe ajustarse en “FTS”.

$$\text{Opciones FTS/FTR} = \text{FTS}$$

- Característica de disparo del primer umbral de protección de falta a tierra sensible:

Esta característica debe ser ajustada con el valor activado.

$$\text{ISEF} > 1 \text{ Función} = \text{Activado}$$

- Dirección del primer umbral de protección de falta a tierra sensible:

El relé direccional, funcionando para la corriente que entra a la máquina, permanecerá estable ante faltas externas, pero puede funcionar rápidamente ante faltas del generador cuando la corriente de falta está alimentada por la red. Si se ajusta “ISEF> Dirección” en “Direc hacia adelante”, el elemento funcionará con una característica direccional y lo hará cuando la corriente fluya en la dirección hacia adelante, es decir, cuando fluya hacia la máquina.³¹ Por lo tanto este ajuste debe ser configurado como “Direc hacia adelante”.

$$\text{ISEF} > 1 \text{ Dirección} = \text{Direc a adelante}$$

- Ajuste del arranque del primer umbral de protección de falta a tierra sensible:

El umbral de la corriente de funcionamiento de la función de protección de falla a tierra sensible, “ISEF>1 Ajuste”, se deberá ajustar para dar una corriente de funcionamiento primaria que sea un 5% o menos que la contribución de corriente de falta a tierra mínima con una falta en los terminales del generador.³²

³¹ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-50.

³² MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-51.



Cuando se produce una condición de desbalance de las corrientes de fase en el sistema, circula una corriente a través de las resistencias de puesta a tierra de ambos generadores, esto se debe a las características del transformador tipo no acorazado.

Este tipo de condición puede confundirse con una falla a tierra en los devanados del estator de uno de los generadores. Es decir, cuando se produce un cortocircuito a tierra en un porcentaje dado del devanado del estator, circula una corriente a tierra similar a cuando se produce un desbalance de las corrientes de fase.

Por tal motivo, es necesario calcular la corriente que circula por la resistencia de puesta a tierra en caso de un desbalance del 10% de las corrientes de fase, para identificar qué porcentaje del devanado del estator no debe ser considerado, debido a que puede causarse un disparo de la unidad, al tener una condición de desbalance de las corrientes de fase y no un cortocircuito.

La corriente que se calcule para un desbalance de las corrientes de fase del 10%, es empleada como el valor de ajuste de arranque para la función de protección de falla a tierra sensible, además determina también el porcentaje del devanado del estator que no puede ser protegido.

El sistema utilizado para analizar el desbalance de las corrientes de fase se representa en el esquema de la figura 6.21.

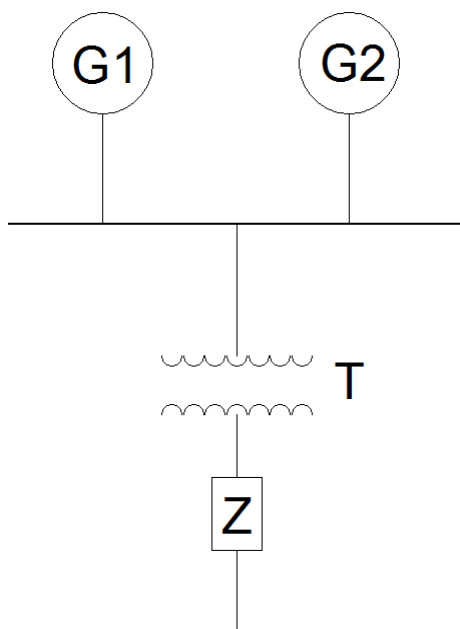


Figura 6.21. Modelo del sistema utilizado para analizar un desbalance de carga.

Fuente: Elaboración propia.



El modelo de interconexión de redes de secuencia utilizado para calcular el desbalance de corrientes de fase se representa en el esquema de la figura 6.22. Donde Z representa la impedancia de la línea que causa el desbalance, y toma el valor de 0.1 pu, para representar un desbalance del 10% de las corrientes de fase.

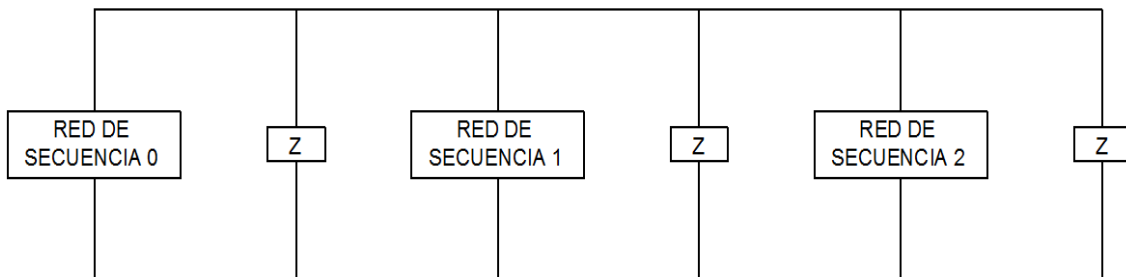


Figura 6.22. Modelo utilizado para calcular un desbalance del 10% de las corrientes de fase.

Fuente: Elaboración propia.

Los valores base utilizados para realizar el cálculo en por unidad son los valores de las características de los generadores:

$$V_{base} = 6,3 \text{ kV}$$

$$S_{base} = 4,2 \text{ MVA}$$

$$I_{base} = 384,9 \text{ A}$$

$$Z_{base} = 9,45 \Omega$$

El modelo del generador a utilizar es el mismo que fue desarrollado en el capítulo 2. Los datos del generador son:

$$V = 6,3 \text{ kV}$$

$$S = 4,2 \text{ MVA}$$

$$I = 384,9 \text{ A}$$

Las reactancias del generador, se encuentran dadas ya en bases del sistema y son:

Reactancias:

$$X_d'' = 0,1925 \text{ pu}$$

$$X_d' = 0,2184 \text{ pu}$$



$$X_d = 0,8714 \text{ pu}$$

$$X_2 = 0,17 \text{ pu}$$

$$X_0 = 0,06 \text{ pu}$$

Resistencia de puesta a tierra:

$$R = 14,5 \Omega$$

$$R = 1,53 \text{ pu (bases del sistema)}$$

El modelo del transformador tipo no acorazado utilizado para la red de secuencia positiva y negativa se observa en la figura 6.23, y el modelo para la red de secuencia cero se observa en la figura 6.24:

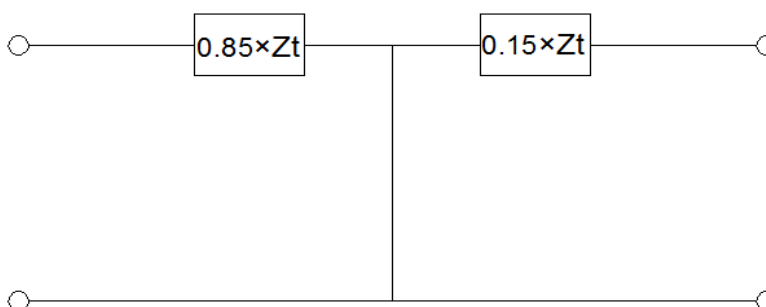


Figura 6.23. Modelo de secuencia positiva y negativa del transformador tipo no acorazado.

Fuente: Notas de clase. Universidad de Cuenca. Carlos Durán.

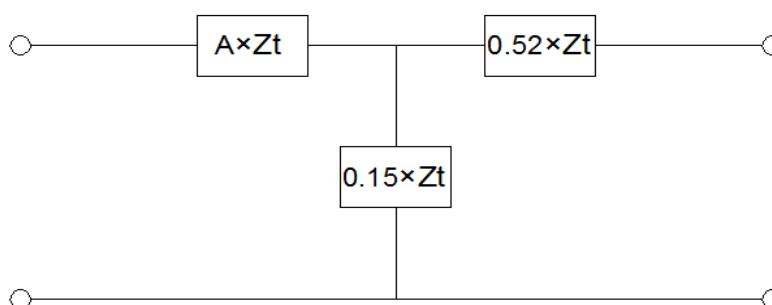


Figura 6.24. Modelo de secuencia cero del transformador tipo no acorazado.

Fuente: Notas de clase. Universidad de Cuenca. Carlos

Los datos del transformador son:

$$V = 6,3/69 \text{ kV}$$



$$S = 8,61 \text{ MVA}$$

$$X_t = 0,7437 \text{ pu}$$

$$X_t = 0,3627 \text{ pu (bases del sistema)}$$

Los valores de las impedancias para las redes de secuencia positiva y negativa, en por unidad y referidas en bases del sistema son:

$$0,85 \times Z_t = 0,3084 \text{ pu}$$

$$0,15 \times Z_t = 0,0544 \text{ pu}$$

Los valores de las impedancias para la red de secuencia cero, en por unidad y referidas en bases del sistema son:

$$0,52 \times Z_t = 0,1886 \text{ pu}$$

$$A \times Z_t = 5,4417 \text{ pu (Para transformadores pequeños A toma un valor de 15)}$$

$$0,15 \times Z_t = 0,0544 \text{ pu}$$

Con los datos descritos para los generadores, transformador e impedancia de desbalance, y utilizando los modelos antes mencionados, se encuentra que para un desbalance de la corriente de fase del 10%, circula una corriente de 8,15 A por el neutro del generador G1.

Es necesario ahora realizar un cálculo que simule una falla a tierra en el devanado del estator de uno de los generadores y calcular cual es la corriente que circula por la resistencia de puesta a tierra.

Este cálculo debe ser realizado simulando esta falla en varias porciones del devanado del estator para relacionar esta corriente de falla con la corriente que se produce en un desbalance de carga del 10%, e identificar cual es el valor de arranque del relé y que porción del devanado del estator no se puede proteger.

La corriente que circula por la resistencia de puesta a tierra es:

$$3I_0 = \frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + 3Z_0}$$

Utilizando los datos del generador, y realizando los cálculos respectivos, en la siguiente tabla se observan los resultados:



% de devanado fallado	I de falla en G1	
	pu	A
1	0,01	2,50
3,2	0,02	8,00
3,3	0,02	8,25
15	0,10	37,50
20	0,13	49,99
25	0,16	62,49
30	0,19	74,97
35	0,23	87,46
40	0,26	99,94
45	0,29	112,41
50	0,32	124,87

Tabla 6.20. Resumen del cálculo de falla a tierra del devanado del estator.

Fuente: Elaboración propia.

Observando los resultados de la tabla 6.20 y relacionando con el valor hallado para un desbalance de las corrientes de fase, se encuentra que el valor de arranque debe ser 8,25 A, y que mediante la función de protección 67N no se puede proteger el 3,3% del devanado del estator, con el objetivo de evitar disparos de la unidad que pueden ser innecesarios.

Refiriendo este valor de corriente al lado secundario de los TCs se tiene:

$$RTC = \frac{500}{5} = 100$$

$$ISEF > 1 \text{ Ajuste} = \frac{8,25}{100} = 0,083 \text{ A}$$

- Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral de protección de falta a tierra sensible:

Según la literatura especializada se recomienda una temporización de 0,5 segundos para proveer la estabilidad en la mayoría de las aplicaciones.

$$ISEF > 1 \text{ Temporiz} = 0,5 \text{ s}$$

- Ajuste que determina si las señales de la lógica de supervisión de TP bloquean el umbral de falta a tierra sensible:



Este ajuste permite determinar si la función de supervisión del transformador de tensión bloquea el umbral de la protección de falla a tierra direccional. Los bits 1-7 no se utilizan. Si el bit 8 se configura en 1, la función de supervisión del transformador de tensión bloquea el umbral de esta función de protección. Cuando el bit se configura en 0, este nivel retorna al modo no direccional por acción de la función de supervisión del transformador de tensión.

$$ISEF > Bloqueo = 00000001$$

- Ajuste del ángulo característico del relé utilizado para la decisión direccional:

El ajuste del ángulo característico del elemento direccional, "ISEF> Angulo car", se debe ajustar para que se acerque lo más posible al ángulo de la impedancia de fuente homopolar, detrás del punto del relé. Si esta impedancia es controlada por una resistencia de puesta a tierra, por ejemplo, el ajuste del ángulo se fijaría en 0°. En redes aisladas o con puesta a tierra de muy alta impedancia, la corriente de falta a tierra medida por un elemento "FTSD" (falta a tierra sensible direccional) es predominantemente capacitiva y, por tanto, el ángulo "RCA" se deberá ajustar en -90°.³³

Como se mencionó anteriormente las dos unidades de Saymirín V, utilizan un sistema de puesta a tierra conformado por una resistencia individual, para cada generador. Por lo tanto, el ángulo característico debe fijarse en 0° según la recomendación anterior.

$$ISEF > Angulo car = 0^\circ$$

- Fuente de polarización (homopolar) de tensión residual/de neutro:

Esta señal de tensión de polarización se deriva de las entradas de tensión de las tres fases del relé. Por tal motivo este ajuste debe ser configurado como en "Derivado".

$$ISEF > Ent VNpol = Derivado$$

- Mínima cantidad de polarización de tensión requerida para la decisión direccional:

El ajuste del umbral de tensión de polarización, "ISEF>Ajust VNpol", se debe escoger para que proporcione una sensibilidad equivalente a la del umbral de corriente de funcionamiento.

³³ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-51.



La función de protección no puede funcionar a menos que la tensión exceda este umbral. Esto ayuda a restringir al elemento durante faltas de fase-fase, en que la saturación transitoria de los TCs produce corriente de fuga en la conexión residual de los TCs de fase. No habrá ninguna tensión residual durante tales condiciones de faltas que no son de tierra, por lo tanto, la función de protección de falla a tierra direccional no puede funcionar. En consecuencia, el elemento se activa únicamente durante condiciones de falta a tierra auténticas, en las que habrá una tensión residual significativa.³⁴

Para calcular el umbral de mínima tensión de polarización se utiliza la siguiente fórmula:

$$V_{eff} = \frac{I_{poc} \times Z_e}{\frac{V_1}{V_2}}$$

Donde:

V_{eff} = Ajuste de tensión efectiva de la protección operada por corriente.

I_{poc} = Corriente primaria de funcionamiento de la protección operada por corriente.

Z_e = Impedancia de puesta a tierra.

$\frac{V_1}{V_2}$ = Relación de espiras del transformador de tensión.

Por lo tanto se tiene que el umbral de tensión es:

$$SEF > ajust VNpol = V_{eff} = \frac{8,3 \times 14,5}{\frac{6.300}{120}} = 2,29 V$$

Debido a que las características del relé no permiten configurar un valor igual al encontrado, se toma un valor 2,5 V para el umbral de la tensión de polarización. El ajuste del relé para la función de protección direccional de sobrecorriente de falla a tierra 67N queda establecida según la tabla 6.21.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
FTR/FTS PROT				
Opciones FTR/FTS	FTS	P/TS, FTS cos (PHI), FTS sen (PHI), Vatimétrica, Hi Z FTR, Lo Z FTR, Lo Z FTR + FTS, Lo Z FTR + Vatimétrica		

³⁴ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (OP) 6-38.



Ajuste para seleccionar el tipo de función de protección de falta a tierra sensible (FTS) y el tipo de función de alta impedancia a utilizarse. Si no se selecciona la función, se ocultan todos los ajustes y señales asociados, con la excepción de este ajuste.				
ISEF>1 Función	ACTIVADO	Desactivado, DT		
Característica de disparo del primer umbral de protección de falta a tierra sensible.				
ISEF>1 Dirección	DIREC A ADELANTE	No direccional Direc a adelante Direc a atrás	No Aplica	
Dirección del primer umbral de protección de falta a tierra sensible.				
ISEF>1 Ajuste	0,083 A	0,005 In	0,1 In	0,00025 In
Ajuste del arranque del primer umbral de protección de falta a tierra sensible.				
ISEF>1 Temporiz.	5 s	0 s	200 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral de protección de falla a tierra sensible.				
ISEF> Bloqueo	1	Bit 0 = VTS Bloq ISEF>1 Bits 1 - 7 sin usar		
Ajuste que determina si las señales de la lógica de supervisión de TT bloquean el umbral de falta a tierra sensible. Con el bit apropiado, configurado en 1, el funcionamiento de la supervisión de los transformadores de tensión (STT) bloquea el umbral. Cuando el bit se pone en 0, este nivel retorna al modo no direccional por acción de la supervisión STT.				
ISEF DIRECCIONAL	Subencabezamiento en el menú			
ISEF> Angulo car	0°	-95°	95°	1°
Ajuste del ángulo característico del relé utilizado para la decisión direccional.				
ISEF> Ent VNpol	DERIVADO	Medido, Derivado		
Fuente de polarización (homopolar) de tensión residual/de neutro.				
ISEF>ajust VNpol	2,5 V	0,5 V (Vn=100/120V)	80 V (Vn=100/120V)	0,5 V (Vn=100/120V)
Mínima cantidad de polarización de tensión homopolar requerida para la decisión direccional.				

Tabla 6.21. Tabla de configuración de la función de protección de sobrecorriente direccional de falla a tierra del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.



6.2.5.12 SUPERVISIÓN DE TRANSFORMADORES DE Tensión 60.

La función de supervisión del transformador de tensión es utilizada para discernir entre un desbalance real de tensión en el sistema, o si el terminal de algún transformador de tensión está mandando una señal errónea hacia el relé, o hacia el regulador de tensión.

Estos desequilibrios en las señales de tensión pueden producirse como resultado de fallas internas en los transformadores de tensión, sobrecargas o por fallas en el cableado del transformador hacia el relé.

Cuando se presentan estas condiciones, los fusibles que se encuentran en el lado de baja tensión del TP, de una o varias fases, pueden interrumpir la señal transmitida hacia el relé, enviando señales erróneas desequilibradas en magnitud y en ángulo de fase.

Esta función de supervisión debe ser configurada de tal manera que cuando actúe, las funciones de protección 67N, 32, 40 y 51V deben ser bloqueadas, puesto que requieren de la señal de tensión para su funcionamiento.

Los ajustes necesarios del relé se detallan a continuación:

- Ajuste de la función de supervisión para realizar una acción de alarma o de bloqueo para las funciones de protección que dependen de la tensión:

Para la calibración del relé se seleccionará la opción de alarma, en caso de que se produzca una condición de operación en la cual la señal enviada desde un TP sea errónea.

$$VTS_{Estado} = Indicación$$

- Ajuste de la temporización de funcionamiento al detectarse una condición de supervisión de tensión:

$$VTS_{Temporiz} = 5 s$$

- Bloqueo de la función de supervisión de tensión:

Una vez que la protección ha sido sellada, existen dos métodos de reinicialización. El primer método es manual, a través de la interfaz de operador del panel frontal (o de la comunicación remota) cuando el ajuste "VTS Modo reponer" se fija en "Manual". El segundo método es automático, para lo cual el ajuste "VTS Modo reponer" debe estar en modo "Automático", siempre que se haya despejado la condición de la función de supervisión y las tensiones en las



tres fases hayan sido restablecidas por encima de los ajustes del detector de nivel de fase durante más de 240 ms.³⁵

VTs Modo reponer = Manual

- Ajuste de sobrecorriente :

Se utiliza el ajuste de sobrecorriente "VTs I> Inhibir" para inhibir la supervisión del transformador de tensión, en caso de la pérdida de la tensión en las 3 fases provocado por un cierre sobre una falla trifásica próxima en la red, después del cierre del interruptor para energizar la línea. Este elemento debe ajustarse por encima de la corriente máxima que puede presentarse al energizar la línea (carga, corriente capacitiva, corriente de irrupción del transformador, si aplica) y por debajo del nivel de corriente producida por una falta trifásica próxima.³⁶

Para el ajuste de este valor de sobrecorriente se considera la suma de tres componentes.

1. La primera componente a considerar es una corriente de sobrecarga del 10% de la nominal del generador.
2. La segunda componente representa la corriente capacitiva, que se tiene cuando los dos generadores y el transformador de Saymirín V no están conectados a la red.
3. La tercera componente es la corriente Inrush del transformador, la cual se obtiene de las curvas de pruebas en fábrica del transformador.

Los valores que toman estas componentes se describen a continuación:

1. La corriente nominal del generador I_n es 384,9 A, por lo tanto la corriente de sobrecarga del 10% es $1,1 \times I_n = 423,39$ A.
2. Utilizando una simulación en DlgSILENT Power Factory, se obtiene que la corriente capacitiva I_c es 69,17 A.

En la figura 6.25 se muestra el resultado de la simulación.

³⁵ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-97.

³⁶ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-97.

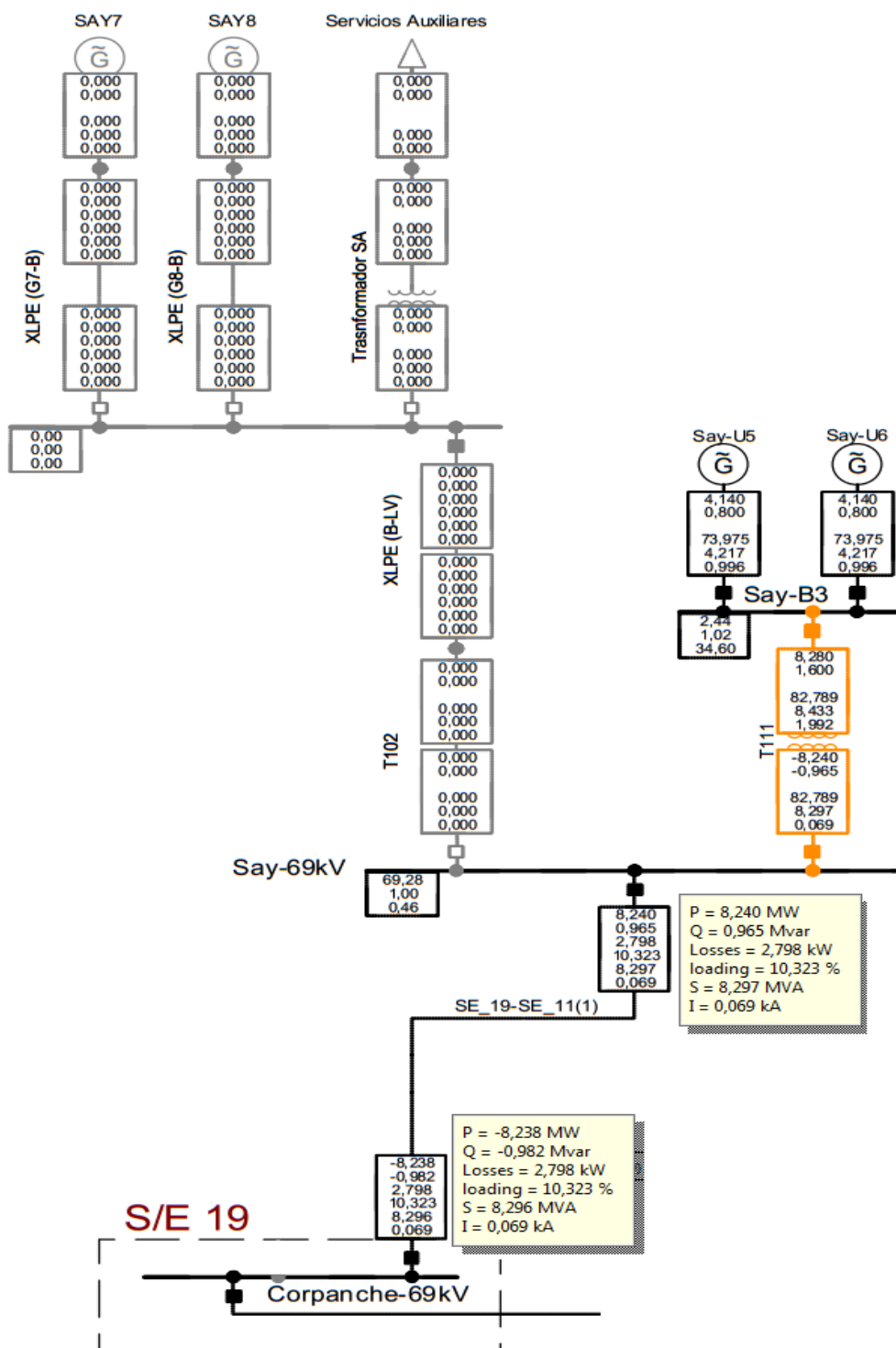


Figura 6.25. Simulación de la corriente capacitiva con Saymirín V fuera de línea.

Fuente: Elaboración propia.

3. La corriente Inrush es tomada para un valor del 105% de la tensión nominal del transformador, según la curva de la gráfica 6.26 esta corriente I_R es 4,274A. Es importante mencionar que esta corriente transitoria de energización puede ser más grande.

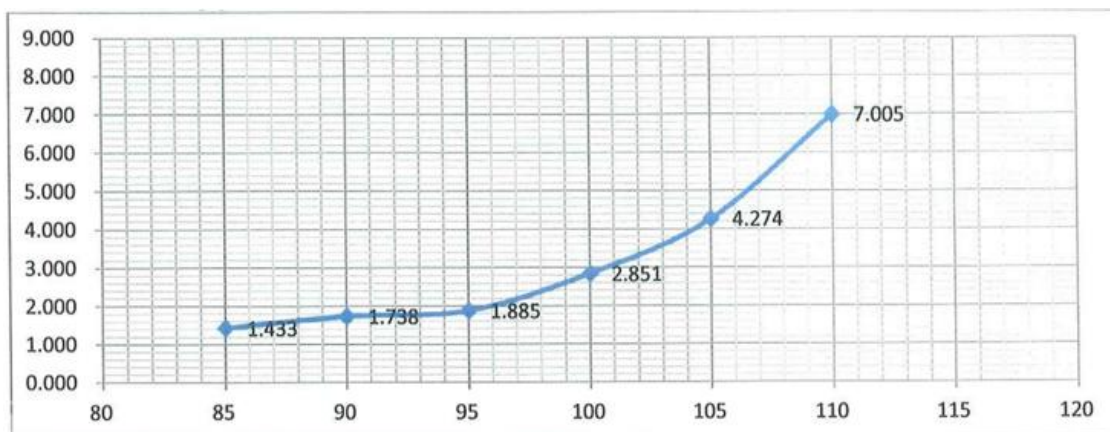


Figura 6.26. Curva de corriente Inrush del transformador.

Fuente: Pliegos de pruebas LS INDUSTRIAL SYSTEMS. CEDHI Ingeniería de detalle Saymirín V.

De tal manera que el ajuste de este valor de sobrecorriente es:

$$VTS I > Inhibir = 1,1 \times I_n + I_c + I_R$$

$$VTS I > Inhibir = 423,39 + 69,17 + 4,27 = 496,83 \text{ A}$$

Refiriendo esta corriente al lado secundario de los TCs se tiene:

$$RTC = \frac{500}{5} = 100$$

$$VTS I > Inhibir = \frac{496,83}{100} = 4,97 \text{ A}$$

- Ajuste de sobrecorriente de secuencia negativa:

Este ajuste se utiliza para inhibir la función de supervisión en caso de que se produzca una circulación de corriente de secuencia negativa mayor al valor establecido para este ajuste.

El umbral de arranque de corriente de secuencia de fase inversa debe estar ajustado por encima de la corriente de secuencia inversa debido al desequilibrio máximo normal de la carga de la red. Este ajuste puede establecerse en la práctica, durante la fase de puesta en servicio, utilizando la función de medición del relé para desplegar el valor de la corriente de secuencia de fase inversa presente y luego ajustándolo al menos 20% por encima de este valor.³⁷

³⁷ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-97.



El ajuste del relé para la función de supervisión del transformador de tensión queda establecida según la tabla 6.22.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
TP SUPERVISIÓN				
VTS Estado	Indicación	Bloqueo, Indicación		
<p>Este ajuste determina si se producirán las siguientes operaciones ante la detección de STT-(“VTS”).</p> <ul style="list-style-type: none">- STT configurado sólo para proporcionar una indicación de alarma.- Bloqueo opcional para elementos de protección dependientes de la tensión.- Conversión opcional de los elementos de sobrecorriente direccional a no direccional (disponible sólo cuando se configura en el modo Bloqueo). Estos ajustes se encuentran en la celda de vínculos de funciones de elementos de protección pertinentes en las columnas del menú.				
VTS Modo reponer	Manual	Manual, Auto		
<p>El bloqueo de STT será sellado después de una temporización, “VTS Temporiz.”, ajustable por el usuario. Una vez que la protección ha sido sellada, existen dos métodos de reinicialización. El primer método es manual, a través de la interfaz de operador del panel frontal (o de las comunicaciones remotas). Para el segundo método, hay que estar en modo “Automático”, siempre que se haya despejado la condición STT y las tensiones en las tres fases hayan sido restablecidas por encima de los ajustes del detector de nivel de fase durante más de 240ms.</p>				
VTS Temporiz	5 s	1 s	10 s	0,1 s
<p>Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento VTS al detectarse una condición de supervisión de tensión.</p>				
VTS I> Inhibir	4,97	0,08 In	32 In	0.01 In
<p>Este ajuste de sobrecorriente se usa para inhibir la supervisión de transformador de tensión en la eventualidad de una pérdida de todas las tensiones trifásicas, causada por una falta trifásica cercana, ocurrida en la red después del cierre del INT para energizar la línea.</p>				
VTS I2> Inhibir	-----	0,05 In	0,5In	0,01 In
<p>Este ajuste de sobrecorriente de secuencia de fase Inversa se usa para inhibir la supervisión de transformador de tensión en la eventualidad de producirse en la red una falta, estando la corriente de secuencia inversa por encima de este ajuste.</p>				

Tabla 6.22. Tabla de configuración de la función de protección de supervisión del transformador de tensión del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.



6.2.5.13. PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE SINCRONISMO 78.

La función de protección de pérdida de sincronismo o deslizamiento de polo 78, permite proteger al generador cuando se pierde el sincronismo con la red externa, lo cual se produce principalmente debido a las siguientes causas: fallas no despejadas oportunamente, oscilaciones muy grandes de potencia, bajatensión en el sistema, condiciones anormales en su sistema de excitación, falla de su regulador, maniobras de conmutación de líneas, entre otras.

En tales situaciones, es necesario la rápida desconexión del generador afectado, con el objetivo de evitar daños en su integridad debido a las altas corrientes inducidas que circulan en sus devanados y en partes que comúnmente que no están diseñadas para este fin, adicionalmente se incrementan los esfuerzos eléctricos a los que se ve sometido el generador y se originan pares transitorios extremos que afectan directamente su flecha.

También es importante la desconexión del generador, porque esta condición anormal puede provocar que otros generadores pierdan el sincronismo, lo cual tiende a provocar posteriormente la inestabilidad en el sistema.

Para la detección de esta condición anormal el relé utiliza un esquema lenticular de detección de impedancia vista en terminales de la unidad.

La característica de deslizamiento de polo del relé consta de tres partes: la primera es la característica lenticular, la segunda es una línea recta llamada blindaje que biseca la lente y divide el plano de impedancia en la mitad izquierda y la mitad derecha, la tercera es una línea de reactancia que es perpendicular al blindaje. La inclinación de la lente y del blindaje θ , se determina por el ángulo de impedancia total del sistema. La impedancia equivalente del sistema y del transformador elevador determina el alcance hacia adelante de la lente Z_A , mientras que la reactancia transitoria del generador determina el alcance inverso Z_B . La anchura de la lente varía con el ajuste del ángulo de la lente α . Para distinguir si el centro de impedancia de la oscilación está ubicado en el sistema o en el generador se emplea una línea de reactancia ubicada en el punto Z_C , perpendicular al eje de la lente.³⁸

En la figura 5.28 se puede observar la característica lenticular de detección de pérdida de sincronismo utilizado por el relé. Los ajustes para la función de protección de pérdida de sincronismo 78 son los siguientes:

- Activación de la protección de deslizamiento de polo:

³⁸ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (OP) 5-54.

Func DslPol = Activado

- Selección del modo de funcionamiento del deslizamiento de polo:

Si la protección está funcionando en el modo generador, se espera que la impedancia esté del lado derecho de la lente, bajo condiciones normales de carga. Durante un deslizamiento de polo el lugar geométrico de la impedancia atraviesa la mitad derecha y la mitad izquierda de la lente. El tiempo mínimo que pasa en cada mitad de la lente se puede fijar con los temporizadores T_1 para el lado derecho y T_2 para el lado izquierdo. El relé registra un ciclo de deslizamiento de polo cuando el lugar geométrico sale finalmente de la lente por el lado opuesto.³⁹

Modo DeslizPolos = Generador

Determinación de las características del esquema lenticular:

Es necesario, en primer lugar encontrar los valores de las reactancias y fuentes del modelo simplificado correspondiente a la figura 6.26, en el cual tanto al generador como al sistema se los representa por medio de una fuente con una impedancia en serie, y se conectan en el lado de baja y alta tensión del transformador, respectivamente.

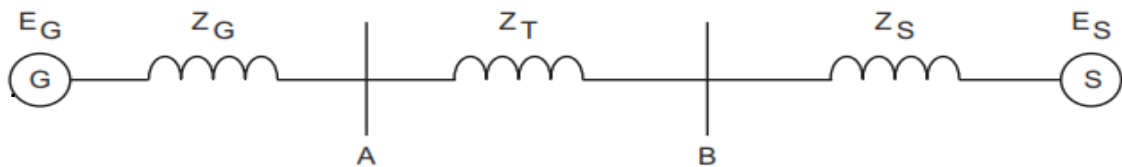


Figura 6.27. Modelo simplificado del sistema utilizado para configurar la protección de pérdida de sincronismo.

Fuente: MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

De donde se tiene:

E_G = Tensión en terminales del generador.

Z_G = Impedancia del generador.

Z_T = Impedancia del transformador elevador.

Z_S = Impedancia equivalente del sistema.

E_S = Fuente de tensión equivalente del sistema.

³⁹ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (OP) 5-55.



Los valores base y los valores de las impedancias en por unidad son los mismos que se obtuvieron al realizar la calibración de la función protección de sobrecorriente direccional de falla a tierra 67N.

Los valores base del sistema por unidad son:

$$V_{base} = 6,3 \text{ kV}$$

$$S_{base} = 4,2 \text{ MVA}$$

$$I_{base} = 384,9 \text{ A}$$

$$Z_{base} = 9,45 \Omega$$

Como impedancia del generador se utiliza el valor de su impedancia transitoria por unidad es:

$$Z_G = X_d' = 0,2232 \text{ pu}$$

La impedancia del transformador en por unidad es:

$$Z_T = 0,3627 \text{ pu}$$

La impedancia equivalente del sistema en la barra de Saymirín 69 kV se obtuvo mediante el software DIgSILENT Power Factory. Esta impedancia toma un valor de $7,498 \Omega$, por lo cual es necesario pasar este valor a por unidad con las bases descritas anteriormente.

$$Z_S = \frac{7,498}{Z_{base}} = \frac{7,498}{9,45} = 0,7934 \text{ pu}$$

- Ajuste del alcance de la impedancia hacia adelante Z_A :

$$Z_A = Z_T + Z_S$$

$$Z_A = 0,3627 + 0,7934 = 1,1561 \text{ pu}$$

- Ajuste del alcance de la impedancia hacia atrás Z_B :

$$Z_B = 2 \times Z_G$$

$$Z_B = 2 \times 0,2232 = 0,4464 \text{ pu}$$

- Ajuste del alcance de la impedancia hacia adelante de la línea de reactancia Z_C :

Este ajuste se debe fijar en 90% de la reactancia del transformador.



$$Z_C = 0,9 \times Z_T$$

$$Z_C = 0,9 \times 0,3627 = 0,3264 \text{ pu}$$

Estos valores deben ser referidos al lado secundario de los TCs y de los TPs. La impedancia base en el lado secundario, se calculó anteriormente y tiene el valor de $Z_{base} = 18 \Omega$. Por lo tanto se tiene:

$$Z_A = 1,1561 \times 18 = 20,81 \Omega$$

$$Z_B = 0,4464 \times 18 = 8,04 \Omega$$

$$Z_C = 0,3264 \times 18 = 5,88 \Omega$$

- Ajuste del ángulo de la lente α :

Se debe considerar dos factores para la correcta determinación del ángulo α :

1. Bajo todas las condiciones, la impedancia de carga debe permanecer en forma segura fuera de la lente.
2. *Aunque los Interruptores están diseñados para abrir a dos veces la tensión de la red, esto es, cuando las máquinas están en contrafase, se recomienda que la orden de disparo sea emitida al menor desfase posible. Por este motivo, el ángulo α se deberá elegir lo más pequeño posible.*⁴⁰

Utilizando la recomendación de la literatura especializada, en la cual se establece que el ángulo α debe tomar el menor valor posible, se utiliza un ángulo de 90° debido a que éste es el menor valor que puede ser ajustado en el relé.

$$\text{Ángulo Lente} = 90^\circ$$

- Ajuste del ángulo del blindaje θ :

El valor del ángulo del blindaje debe ser ajustado a un valor igual al ángulo de la impedancia del sistema. Este ángulo se obtuvo mediante el software DlgSILENT Power Factory, y toma un valor de 80° .

$$\text{Ang del blindaje} = 80^\circ$$

- Temporizaciones T_1 y T_2 :

⁴⁰ MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391. Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC. Página (AP) 6-83.



La característica lenticular es dividida en dos por el blindaje, definiendo las mitades como derecha e izquierda. El ajuste de estas temporizaciones establece el tiempo mínimo que la impedancia debe permanecer en cada mitad.

La temporización T_1 arranca cuando la impedancia está en la mitad derecha de la lente mientras que la temporización T_2 arranca cuando está en la mitad izquierda, al establecer el modo de funcionamiento “Como Generador”. Por recomendación de la literatura especializada se sugiere establecer tanto la temporización T_1 como la temporización T_2 en 15 ms.

$$DesliPol Temp T_1 = 0,015 s$$

$$DesliPol Temp T_2 = 0,015 s$$

El ajuste del relé de la función de protección de pérdida de sincronismo queda establecida según la tabla 6.23.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
PÉRDIDA DE SINCRONISMO 78				
Func DslPol	ACTIVADO	Desactivado, Activado		No Aplica
Activa o desactiva la protección de deslizamiento de polo.				
Modo DeslizPolos	GENERADOR	Como Motor, Como Generador, Ambos		No Aplica
Selección del modo de funcionamiento del deslizamiento de polo.				
DslPol Za Adelan	20,81	0,5/ln Ω (Vn=100/120V) 2/ln Ω (Vn=380/480V)	350/ln Ω (Vn=100/120V) 1.400/ln Ω (Vn=380/480V)	0,5/ln Ω (Vn=100/120V) 2/ln Ω (Vn=380/480V)
Ajuste del alcance de la impedancia hacia adelante de la característica de la lente del deslizamiento de polo.				
DslPol Zb Atrás	8,04	0,5/ln Ω (Vn=100/120V) 2/ln Ω (Vn=380/480V)	350/ln Ω (Vn=100/120V) 1.400/ln Ω (Vn=380/480V)	0,5/ln Ω (Vn=100/120V) 2/ln Ω (Vn=380/480V)
Ajuste del alcance de la impedancia hacia atrás de la característica de la lente del deslizamiento de polo.				
Ángulo Lente	90°	90°	150°	1°
Ajuste del ángulo de la lente. La anchura de la lente es proporcional al ángulo de la lente, un ángulo de lente de 90° es un círculo.				
DesliPol Temp T1	0,015	0 s	1 s	0,005 s



Ajuste del tiempo mínimo que la impedancia debe permanecer en la mitad de la característica de la lente. La lente es dividida en dos por el blindaje, definiendo las mitades como derecha e izquierda. La Temporización T_1 arranca cuando la impedancia está en la mitad derecha de la lente, si el modo de funcionamiento es "Como Generador", y en la mitad izquierda de la lente si el modo de funcionamiento es "Como Motor". Si el modo de funcionamiento se fija en 'Ambos', el tiempo T_1 comienza a transcurrir en la mitad en que la impedancia aparezca primero.				
DeslPol Temp T2	0,015	0 s	1 s	0,005 s
Ajuste de la característica del tiempo mínimo que la impedancia debe permanecer en la mitad de la lente. La lente es dividida en dos por el blindaje, definiendo las mitades como derecha e izquierda. La Temporización T_2 arranca cuando la impedancia está en la mitad izquierda de la característica de la lente opuesta al funcionamiento de T_1 .				
Ang del blindaje	80°	20°	90°	1°
Ajuste del Ángulo del Blindaje. Esto define la inclinación de la característica de la lente, que debe ser consistente con el ángulo de impedancia de la red.				
DeslizPolos Zc	5,88	0,5/ln Ω (Vn=100/120V) 2/ln Ω (Vn=380/480V)	350/ln Ω (Vn=100/120V) 1400/ln Ω (Vn=380/480V)	0,5/ln Ω (Vn=100/120V) 2/ln Ω (Vn=380/480V)
Ajuste del alcance de la impedancia hacia adelante de la línea de reactancia. La línea de reactancia divide la lente en dos zonas. La Zona 1 es la característica de la lente por debajo de la línea de reactancia, y la Zona 2 es toda la característica de la lente. La línea de reactancia proporciona un medio para distinguir el deslizamiento de polo dentro del generador o dentro de la red. Normalmente la línea de reactancia está configurada para abarcar el generador y parte del generador-transformador.				

Tabla 6.23. Tabla de configuración de la función de protección pérdida de sincronismo del relé MiCOM P343.

Fuente: Elaboración propia.

6.3 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.

Para la protección de los servicios auxiliares se ha optado por utilizar un único relé dedicado, el cual es fabricado por General Electric y pertenece a la serie MULTILIN.

La forma de configurar las funciones de protección a ser activadas difieren de la forma utilizada en los relés de la serie MiCOM empleados en el generador, barra transformador de potencia y línea de transmisión, por tal motivo los ajustes son presentados conforme los requerimientos de este relé.

Las señales de corriente que ingresan al relé MULTILIN provienen de los TCs ubicados en la celda de media tensión de los servicios auxiliares, mientras que



las señales de tensión se derivan de la celda de media tensión donde se ubican los TPs empleados para la protección del generador.

En el esquema de protección definido en el capítulo anterior se establecieron únicamente tres funciones de protección para los servicios auxiliares, las cuales son:

- Función de protección de sobrecorriente 50.
- Función de protección de sobretensión 59.
- Función de protección de bajatensión 27.

Es importante considerar que el transformador de servicios auxiliares viene incorporado con las siguientes protecciones:

Protección de sobrecorriente: Protección principal: fusible bayoneta. (Cantidad 3). Protección respaldo: fusible limitador de corriente. (Cantidad 3).

Protección de bajatensión: Breaker 3F sumergido en aceite. (Cantidad 1).

Protección de sobretensión: Elbow Arrester⁴¹. (Cantidad 3).

Todos los tableros de los servicios auxiliares cuentan con interruptores automáticos termomagnéticos que responden a curvas adecuadas de funcionamiento y están diseñados para cortar la corriente máxima de cortocircuito del circuito en que están colocados sin dar lugar a la formación de arco permanente; y abriendo y cerrando los circuitos sin posibilidad de tomar posiciones intermedias entre el cierre y apertura.

6.3.1 RELÉ MULTILIN 350.

El relé MULTILIN 350 es un dispositivo basado en microprocesadores, es ampliamente utilizado para brindar la protección principal y de respaldo de sobrecorriente en alimentadores de distribución de media y baja tensión.

El relé también es adecuado para proporcionar protección de sobrecorriente para motores pequeños y medianos, transformadores, generadores y barras de distribución. Su pequeño tamaño y su facilidad de extracción, hacen que el relé sea ideal para el montaje en cualquier nuevo panel o para modernizar las instalaciones. La combinación del hardware, una variedad de funciones de protección y control, y las comunicaciones, hacen que el relé sea ideal para la protección y control total de alimentadores.

El relé está equipado con puerto serie (RS485), USB, y puertos Ethernet, y una amplia selección de protocolos como Modbus, DNP3.0, IEC 60870-5-103,

⁴¹ Codo para supresión de sobretensión.



60870-5-104, GOOSE, el relé 350 es la mejor en su clase para MCCs, SCADA y comunicaciones entre relés.

El relé 350 ofrece una excelente presentación con respecto a las condiciones del sistema de potencia y a sus eventos por medio de su pantalla de 20 caracteres de cuatro líneas, así como con el programa SR3 EnerVista. LEDs convenientemente ubicados proporcionan avisos de la operación del relé, de alarmas y disparos, así como el estado del interruptor y del relé. El relé 350 ofrece los siguientes beneficios⁴²:

- *Pequeño tamaño y extraíble - ahorro en cableado y en espacio.*
- *Múltiples grupos de protección con la flexibilidad añadida de pasar a través de una amplia selección de protección de sobrecorriente y funciones de control.*
- *Menú de configuración rápido (Quick Setup), para la configuración del sistema de potencia y para una simple configuración de la protección de sobrecorriente.*
- *Gran pantalla LCD de cuatro líneas, LEDs y un fácil teclado de navegación.*
- *Múltiples protocolos de comunicación para el acceso simultáneo cuando se integren en sistemas de monitoreo y control.*

Las funciones de protección que integra el relé MULTILIN 350 se enlistan a continuación:

NOMENCLATURA	DESCRIPCIÓN
27P	Bajatensión de fase
27X	Bajatensión auxiliar
49	Modelo térmico
50P	Sobrecorriente instantánea de fase
50N	Sobrecorriente instantánea de neutro
50G	Tierra/Sobrecorriente instantánea tierra sensitiva
50BF	Falla de interruptor
50_2	Sobrecorriente de secuencia negativa
51P	Sobrecorriente temporizada de fase
51G	Sobrecorriente temporizada de tierra
51N	Sobrecorriente temporizada de neutro

⁴² MULTILIN 350. Feeder Protection System. General Electric. Página 270.

59P	Sobretensión de fase
59X	Sobretensión auxiliar
59N	Sobretensión de neutro
59_2	Sobretensión de secuencia negativa
67G	Elemento direccional de tierra
67N	Elemento direccional de neutro
79	Autorecierre
81U	Bajafrecuencia
81O	Sobrefrecuencia
CLP	Arranque de carga en frio (cold load pickup)

Tabla 6.24. Características del relé MULTILIN 350.

Fuente: MULTILIN 350. Feeder Protection System. General Electric.

De las funciones que se encuentran en la tabla anterior, únicamente van a ser activadas aquellas que fueron seleccionadas en el diseño del esquema de protecciones de los servicios auxiliares. En la figura 6.28 se puede observar una imagen del relé MULTILIN 350.



Figura 6.28. Relé MULTILIN 350.

Fuente: MULTILIN 350. Feeder Protection System. General Electric.

6.3.1.1 ESQUEMA INTERNO Y DE CONEXIÓN DEL RELÉ MULTILIN 350.

En la figura 6.29 se puede observar el esquema de conexión de las entradas de señales provenientes de los transformadores de protección de tensión y corriente. También se puede observar el esquema interno de las funciones de protección, monitoreo y medición con las que cuenta el relé.

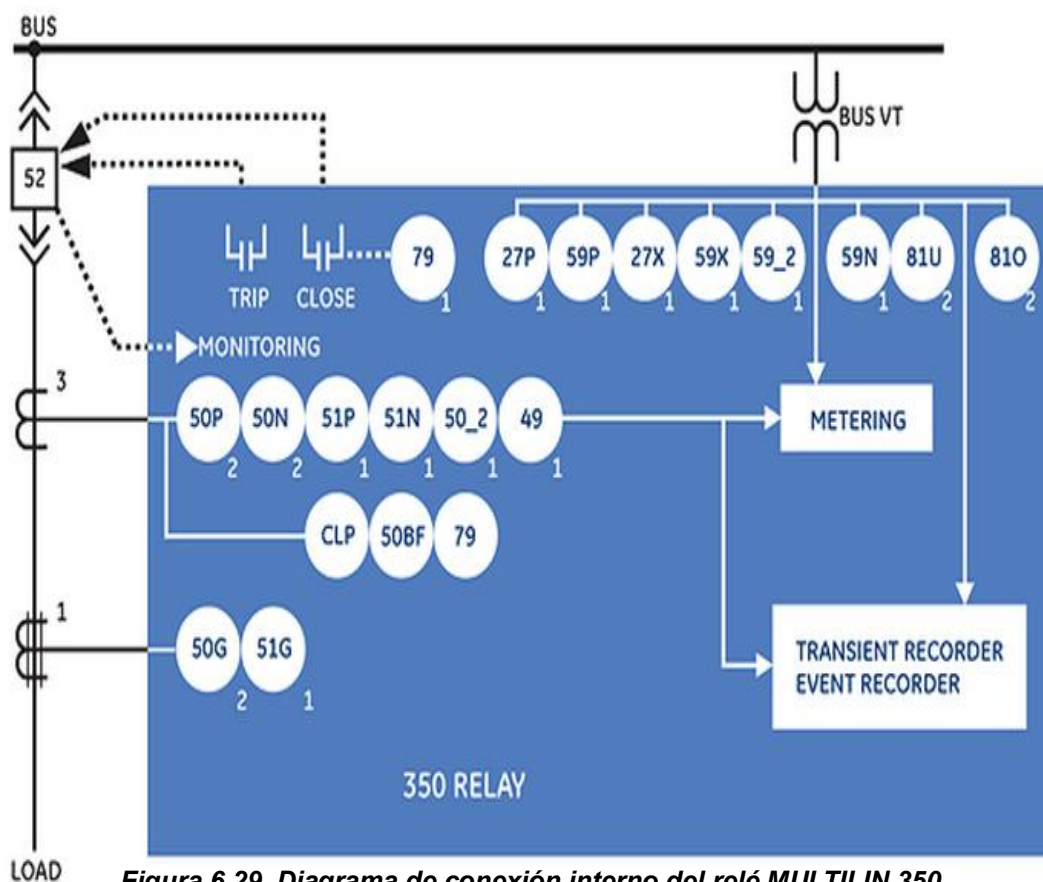


Figura 6.29. Diagrama de conexión interno del relé MULTILIN 350.

Fuente: MULTILIN 350. Feeder Protection System. General Electric.

6.3.2 CARACTERÍSTICA DE LOS TCs y los TPs

Como se mencionó anteriormente los TCs se encuentran instalados en la celda de media tensión de los servicios auxiliares. Estos transformadores de corriente son del tipo encapsulado en resina. Los TCs tienen 2 devanados secundarios, la relación de transformación es de 1250/5 A, con un burden de 30 VA cada uno. La clase o precisión de los devanados es la siguiente:

Devanado 1: Clase 0,2

Devanado 2: Clase 5P20

Debido a que no se encuentran TP's en la celda de media tensión de los servicios auxiliares, será necesario tomar estas señales desde la celda de media tensión de los TP's que se encuentra conectada en la barra de 6,3 kV. En esta celda se encuentran instalados tres transformadores de tensión del tipo encapsulado en resina.

Tienen 2 devanados secundarios, la tensión de alimentación primario es de



6,3/ $\sqrt{3}$ kV y las tensiones de salida de cada devanado secundario son de 115/ $\sqrt{3}$ V, con un burden de 60 VA cada uno. La clase o precisión de los devanados secundarios es la siguiente:

Devanado 1:	Clase 3P (Protección)
Devanado 2:	Clase 0,2 (Medición)

Cada transformador de potencial será protegido mediante fusibles HV del tipo XRNP para 17,5 kV.

6.3.2 CALIBRACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN.

Para el ajuste de cada una de las protecciones es necesario utilizar los resultados de los estudios de flujos de potencia y de cortocircuitos, adicionalmente los datos técnicos de los servicios auxiliares, y de sus TPs y TCs. Cada función de protección es calibrada en función de los requisitos determinados por el relé y cuyos valores de ajuste son establecidos en base a las recomendaciones de la literatura especializada o a las normas IEEE o IEC.

6.3.2.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA 50.

Esta función de protección es utilizada para actuar instantáneamente cuando la magnitud de la corriente en cualquiera de las fases supera un determinado valor previamente configurado. Por lo general, este tipo de condiciones se produce cuando sucede un cortocircuito o cuando una falla no es despejada oportunamente.

La función de protección 50 tiene la ventaja de que al no ser direccional permite despejar fallas que originen esta sobrecorriente tanto aguas arriba como aguas abajo de la ubicación de los TCs; adicionalmente permite reducir y limitar los daños en el punto de falla y su variación de oscilación de tensión producida por la misma, mediante su rápida actuación.

Según la literatura especializada se recomienda configurar un valor de corriente de arranque igual al 130% de la corriente nominal del transformador de servicios auxiliares.

$$I_{\text{nominal TRAFO S.A.}} = \frac{S_{\text{TRAFO S.A.}}}{\sqrt{3} \times V_{f_{\text{TRAFO S.A.}}}}$$

$$I_{\text{nominal TRAFO S.A.}} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 6.300} = 9,16 \text{ A}$$

$$I_{\text{arranque}} = 1,3 \times I_{\text{nominal TRAFO S.A.}}$$



$$I_{arranque} = 1,3 \times 9,16 = 11,91 A$$

Refiriendo este valor al lado secundario de los TCs se tiene:

$$RTC = \frac{1.250}{5} = 250$$

$$I_{arranque} = \frac{I_{arranque}}{RTC}$$

$$I_{arranque} = \frac{11,91}{250} = 0,047 A$$

El ajuste del relé para la función de protección de sobrecorriente instantánea queda establecido de la siguiente manera:

- Activación de la función de protección de sobrecorriente instantánea.

Esta función de protección debe ser activada y configurada de tal manera que únicamente produzca un disparo instantáneo luego de superar la magnitud de corriente a ser ajustada.

$$PH\ IOC1/2\ FUNCTION = TRIP$$

- Ajuste de la corriente de arranque.

Como se calculó anteriormente, la corriente de arranque para esta función de protección es de 0,047 A.

$$PH\ IOC1/2\ PKP = 0,047 A$$

- Ajuste de la temporización de actuación.

Debido a que es una función de protección que debe actuar instantáneamente, la temporización debe establecerse en 0 segundos.

$$PH\ IOC1/2\ DELAY = 0\ seg$$

6.3.2.2 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59.

Esta protección debe ser configurada para actuar cuando el nivel de tensión en cualquiera de sus fases, aumenta por encima de un nivel que puede ser peligroso para la operación de los elementos que dependen directamente de la tensión como motores e instrumentos y circuitos electrónicos.

Principalmente este tipo de eventos puede producirse debido a condiciones de sobreexcitación del generador, cortocircuitos y fallas no despejadas.



Según la literatura especializada se recomienda configurar un valor de tensión igual al 130% de la tensión nominal del transformador de servicios auxiliares y una temporización de actuación de 0,2 segundos para evitar disparos innecesarios por transitorios producidos en el sistema.

$$V_{nominal\ TRAF0\ S.A.} = 6.300\ V$$

$$V_{arranque} = 1,3 \times V_{nominal\ TRAF0\ S.A.}$$

$$V_{arranque} = 1,3 \times 6.300 = 8.190\ V$$

Refiriendo este valor al lado secundario de los TPs se tiene:

$$RTC = \frac{6.300}{115} = 54,78$$

$$V_{arranque} = \frac{V_{arranque}}{RTP}$$

$$V_{arranque} = \frac{8.190}{54,78} = 149,5\ V$$

- Activación de la función de sobretensión.

Esta función de protección debe ser activada y configurada de tal manera que únicamente produzca un disparo temporizado luego de superar la magnitud de tensión a ser ajustada.

$$PH\ OV\ FUNCTION = TRIP$$

- Ajuste de la tensión de arranque.

Como se calculó anteriormente, la tensión de arranque para esta función de protección es de 149,5 V.

$$PH\ OV\ PKP = 149,5\ V$$

- Ajuste de la temporización de actuación.

La temporización para esta función de protección debe ser 0,2 segundos.

$$PH\ OV\ DELAY = 0,2\ seg$$

- Selección de las fases a ser supervisadas para una condición de sobretensión.

Esta configuración permite seleccionar una combinación de escenarios con respecto al número de fases bajo la condición de sobretensión. Para nuestro



caso, es necesario que el relé actúe cuando cualquiera de las fases supera el nivel de tensión previamente establecido.

$$PH\ OV\ PHASES = ANY\ ONE$$

6.3.2.3 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE BAJATENSIÓN 27.

Esta función de protección debe ser configurada para actuar cuando el nivel de tensión en cualquiera de sus fases, disminuye por debajo de un nivel que puede ser peligroso para la operación de los elementos que dependen directamente de la tensión como motores e instrumentos y circuitos electrónicos.

Los tipos de eventos que pueden provocar la disminución del nivel de tensión pueden ser cortocircuitos, oscilaciones de potencia, el arranque de los propios motores y fallas no despejadas oportunamente.

Según la literatura especializada se recomienda configurar un valor de tensión igual al 70% de la tensión nominal del transformador de servicios auxiliares y una temporización de actuación de 0,2 segundos para evitar disparos innecesarios por transitorios producidos en el sistema.

$$V_{nominal\ TRAF0\ S.A.} = 6.300\ V$$

$$V_{arranque} = 0,7 \times V_{nominal\ TRAF0\ S.A.}$$

$$V_{arranque} = 0,7 \times 6.300 = 4.410\ V$$

Refiriendo este valor al lado secundario de los TPs se tiene:

$$RTC = \frac{6.300}{115} = 54,78$$

$$V_{arranque} = \frac{V_{arranque}}{RTP}$$

$$V_{arranque} = \frac{4.410}{54,78} = 80,5\ V$$

El ajuste del relé para la función de protección de bajatensión queda establecido de la siguiente manera:

- Activación de la función de bajatensión.

Esta función de protección debe ser activada y configurada de tal manera que únicamente produzca un disparo temporizado luego de disminuir el valor de la magnitud de tensión a ser ajustada.



PH UV FUNCTION = TRIP

- Ajuste de la tensión de arranque.

Como se calculó anteriormente, la tensión de arranque para esta función de protección es de 80,5 V.

$$PH\ UV\ PKP = 80,5\ V$$

- Selección de la curva de actuación del relé para la función de protección de bajatensión.

Este relé permite configurar una curva de actuación de tiempo inverso y otra de tiempo definido. Según la literatura especializada para la protección de los servicios auxiliares es necesario únicamente seleccionar una curva de actuación de tiempo definido.

$$PH\ UV\ CURVE = Definite\ Time$$

- Ajuste de la temporización de actuación.

La temporización para esta función de protección debe ser 0,2 segundos.

$$PH\ UV\ DELAY = 0,2\ seg$$

- Selección de las fases a ser supervisadas para una condición de bajatensión.

Esta configuración permite seleccionar una combinación de escenarios con respecto al número de fases bajo la condición de bajatensión. Para nuestro caso, es necesario que el relé actúe cuando cualquiera de las fases disminuye su nivel de tensión por debajo del previamente establecido.

$$PH\ UV\ PHASES = ANY\ ONE$$

6.4 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.

El transformador de potencia de Saymirín V eleva el nivel de tensión de los dos nuevos generadores que están conectados en la barra de 6,3 kV, a una tensión de 69 kV. Los terminales de alta tensión de este transformador están conectados en la barra de 69 kV de la central, en la cual también se conecta el transformador de las unidades de las fases III y IV.

Al encontrarse la subestación distante de la barra colectora de 6,3 kV, la conexión entre ésta y el transformador se la realiza mediante un cable aislado



XLPE, por tal motivo la protección también debe considerar proteger este cable.

Las funciones requeridas para la protección del transformador son las siguientes:

- Protección diferencial de transformador de tres terminales 87T.
- Protección contra bajatensión 27.
- Protección contra sobretensión 59.
- Protección temporizada contra sobrecorriente por fallas entre fases y a tierra 51/51N.
- Protección instantánea contra sobrecorriente para fallas entre fases y a tierra 50/50N.
- Protección direccional contra sobrecorriente de fases y a tierra 67/67N.
- Protección contra falla del interruptor 50BF.

6.4.1 CARACTERÍSTICAS DEL TRASFORMADOR.

El transformador de potencia fabricado por LS INDUSTRIAL SYSTEMS Co., Ltd., en la República de Korea bajo norma IEC presenta las siguientes características eléctricas y mecánicas:

CARACTERÍSTICAS		
Tipo de servicio		Exterior
Norma		IEC 60076
Condiciones de servicio		Altitud: máx. 2.730 msnm
Aceite aislante		ASTM D3487
Capacidad nominal (MVA)		8,61
Fases (PH), Frecuencia nominal (Hz)		3PH, 60Hz
Tensión nominal (kV)	Devanado de AT	69
	Devanado de BT	6,3
Pasos de tomas	Devanado de AT	69kV \pm 2x2,5% (5 Tomas)
	Devanado de BT	N.A.
Método de cambio de tomas		Desenergizado
Grupo de conexión		YNd1
Enfriamiento		ONAN
Sistema conservador de aceite		Conservador tipo ventilación abierta
Posición del Bushing	Pasatapas de AT	Tipo Pasatapas alto
	Pasatapas de BT	Tipo Pasatapas alto
Material de los devanados (AT/BT)		Cobre/Cobre
Elevación de temperatura (°C)	Aceite (por termómetro)	55
	Devanados (por	55



	resistencia)	
B.I.L (línea/ neutro) (kV)	Devanado de AT	350 (Devanados)/450 (Bushing)
	Devanado de BT	60 (Devanados)/110 (Bushing)
Frecuencia Industrial (línea/ neutro) (kV)	Devanado de AT	140
	Devanado de BT	20
Datos garantizados a 75°C 8,61MVA (ONAN)		
Porcentaje de impedancia (%)		7,7
Pérdidas en vacío (W)		10.000
Pérdidas en el cobre (CMR 75°C) (W)		50.000
Corriente de excitación (%)		1

Tabla 6.25. Características del transformador de potencia de Saymirín V.

Fuente: Planilla de datos LSI. CEDHI Ingeniería de detalle Saymirín V.

6.4.2 RELÉ MiCOM P643.

El MiCOM P643 es un relé especializado en protección de transformadores de dos y tres devanados que presentan la protección diferencial como función principal, acompañada de otras funciones de protección y supervisión. A continuación se enlista las funciones con las que cuenta este relé.

NOMENCLATURA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
87T	Protección diferencial de transformador	1
64	Falla a tierra restringida (devanados)	3
49	Sobrecarga térmica	1
24	Sobreexcitación (V/Hz)	1
LoL	Pérdida de vida útil	1
Thru	Monitorización a través de falla	1
RTD	RTD x10 PT100 sondas de temperatura	1
CLIO	Transductor de lazo de corriente I/O (4 entradas / 4 salidas)	1
50/51	Protección de sobrecorriente por devanado	1
50N/51N	Falla a tierra en espera derivada o medida por devanado	1
46	Secuencia de fase negativa por devanado	1
67/67N	Sobrecorriente direccional de fases y tierra	1
51V	Sobrecorriente restringida por tensión	1
50BF	Protección de falla de interruptor	3
27/59/59N	Bajatensión, sobretensión y tensión residual	1
47	Sobretensión de secuencia negativa	1

81U/81O	Bajafrecuencia y sobrefrecuencia	1
VTS	Supervisión de TPs	1
CTS	Supervisión de TCs	1
TCS	Supervisión de circuito de disparo	1
IRIG-B	Entrada de tiempo sincronizado	1
	Salidas de relé	16
	Teclas de función	10
	LEDs programables	18
PSL	Esquemas lógico programable grafico	1
	Grupos de ajuste alternativos	4
SOE	Grabación de secuencia de eventos	1
	Grabación de forma de onda de falla	1

Tabla 6.26. Características del relé MiCOM P643.

Fuente: MiCOM P64x Relés de protección para Transformadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

El aspecto físico del relé se puede observar en la figura 6.30.



Figura 6.30. Relé MiCOM P643

Fuente: MiCOM P64x. Relés de protección para Transformadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

6.4.3. ESQUEMA INTERNO Y DE CONEXIÓN DEL RELÉ MiCOM P643.

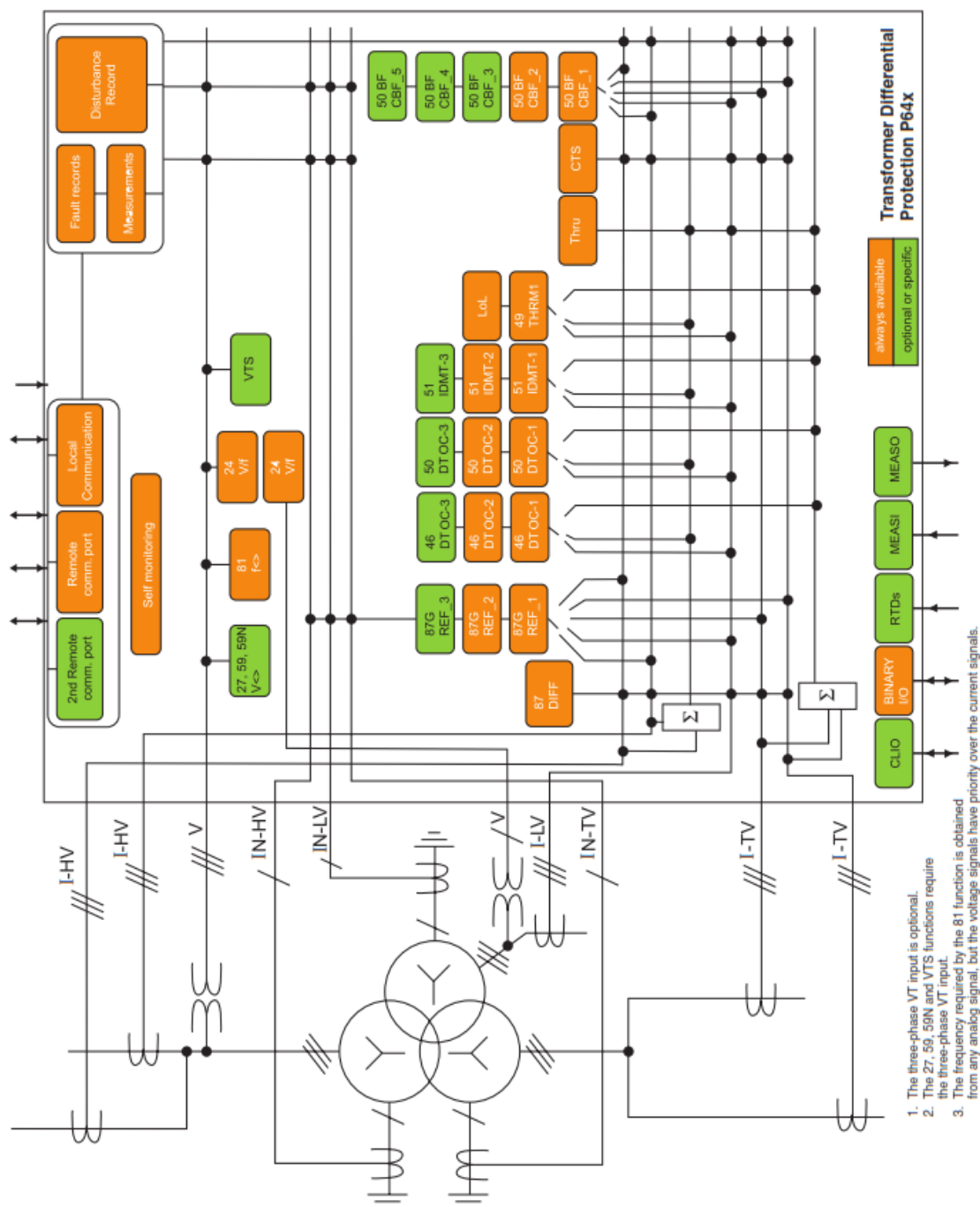


Figura 6.31. Diagrama de conexión interno de la familia de relés MiCOM P64x.

Fuente: MiCOM P64x. Relés de Protección de Transformadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

En la figura 6.31 se observa el esquema de conexión de las entradas de señales provenientes de los transformadores de tensión y corriente para una aplicación de un transformador de tres devanados. También se puede observar las salidas de los puertos de comunicación, y el esquema interno de las funciones de protección, control, monitoreo y medición con las que cuenta el relé.



6.4.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS TCs.

TCs en el lado de alta tensión.

Los TCs utilizados en el nivel de 69 kV tienen las siguientes características:

Nombre del fabricante: Trench.

Norma de fabricación: IEC-60044-1.

Sitio de instalación: intemperie.

- Características Particulares:

Tensión nominal primario (fase-fase): 69/kV.

Corriente nominal primaria: 200 A

Corriente nominal secundaria: 5/5/5/5 A.

Corriente máxima permanente: 120%.

Corriente nominal de corta duración (1 s) rms: 8 kA.

Corriente dinámica pico: 20 kA.

- Niveles nominales de aislamiento:

Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial, un minuto, rms: 185 kV.

Rigidez dieléctrica a onda de impulso, pico: 450 kV.

- Capacidad nominal de salida (burden) y clase de precisión:

Devanado secundario 1.

- Precisión/Carga (burden): 5P20/30 VA.

Devanado secundario 2.

- Precisión/Carga (burden): 5P20/30 VA.

Devanado secundario 3.

- Precisión/Carga (burden), para medición: CL. 0,2/30 VA.

Devanado secundario 4.

- Precisión/Carga (burden): 5P20/30 VA.

Distancia mínima de contorno (creepage) del aislamiento: 1.812,5 mm.

TCs en el lado de baja tensión.

Los TCs usados en nivel de 6,3 kV son los especificados en terminales del generador en la sección 6.2.3.

6.4.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS TPs.

Los TPs utilizados nivel de 69 kV tienen las siguientes especificaciones:

Nombre del fabricante: Trench

Norma de fabricación: IEC-60044-2.



Sitio de instalación: intemperie.

- Características Particulares:

Tensión nominal primario (fase-tierra): 69 kV.

Devanado secundario 1 para protección: 115 V.

Devanado secundario 2 para protección: 115 V.

Devanado secundario 3 para medición: 115 V.

Factor de tensión: 120%.

Límite térmico de carga: 1.000 VA.

- Niveles nominales de aislamiento:

Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial, un minuto, rms: 185 kV.

Rigidez dieléctrica a onda de impulso, pico: 450 kV.

- Capacidad nominal de salida (burden) y clase de precisión:

Devanado secundario 1.

- Carga (burden): 60 VA.

- Precisión para protección: 3P%

Devanado secundario 2.

- Carga (burden): 60 VA.

- Precisión para medición: 0,2

Distancia mínima de contorno (creepage) del aislamiento: 1.812,5 mm.

La medición de tensión únicamente se realiza en el lado de alta tensión del transformador, por lo que no se conectan TPs en su lado de baja tensión.

6.4.5 CALIBRACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN.

Haciendo uso de los datos del transformador de potencia, de los TCs y TPs, así como de los datos de entrada para la configuración del relé y de los resultados obtenidos de los estudios de flujos de potencia y cortocircuitos, se procede con el ajuste de cada una de las protecciones requeridas para el transformador.

6.4.5.1 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87T.

Esta es la protección principal del transformador y es la encargada de detectar y despejar inmediatamente cortocircuitos entre fases, y entre fase y tierra tanto en sus devanados como en el cable XLPE que conecta este elemento con la barra de 6,3 kV y con los generadores de Saymirín V.

Esta protección tiene una configuración de tres posiciones, de las cuales dos son para los generadores en su lado de baja tensión y una para la barra en su lado de alta tensión, según se observa en la figura 6.32.

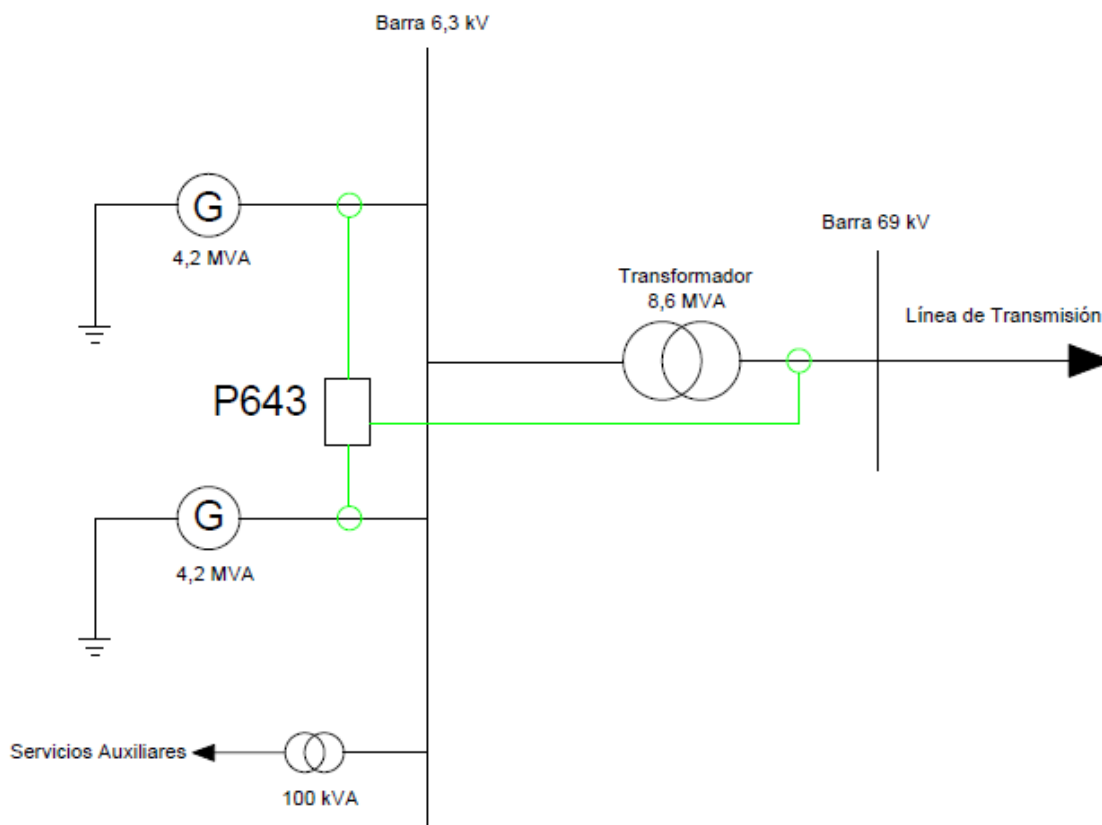


Figura 6.32. Esquema unifilar de la protección diferencial del transformador de Saymirín V.

Fuente: Elaboración propia.

Para el ajuste de esta protección se debe considerar la compensación para cualquier desplazamiento de fase, posibles desbalances de las señales de los transformadores de corriente, el tipo de aterramientos (conexiones a tierra) y el grupo de conexión de los devanados, los cuales pueden ser compensados con la correcta aplicación del relé.

Adicionalmente a los factores antes mencionados, se deben considerar los efectos de las condiciones normales de operación del sistema sobre el relé. Los elementos diferenciales deben ser bloqueados para condiciones del sistema que pueden provocar una operación inadecuada de este dispositivo, como altos niveles de corriente de magnetización durante condiciones de irrupción o durante sobreflujos transitorios.

La protección diferencial para el relé tiene la curva de actuación de dos pendientes mostrada en la figura 6.33.

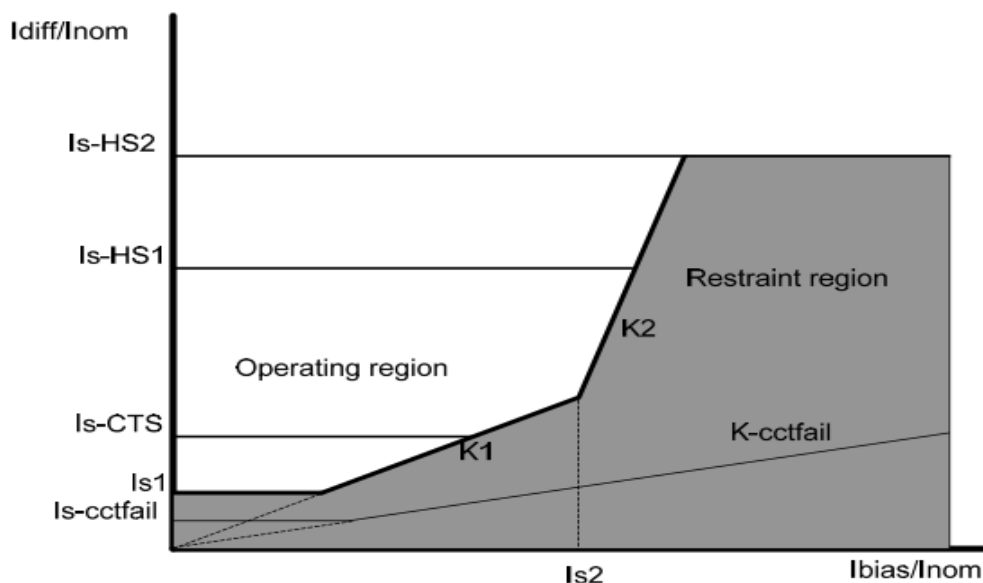


Figura 6.33. Característica de operación de la función de protección diferencial 87T en el relé MiCOM P643.

Fuente: MiCOM P64x. Relés de Protección de Transformadores. SCHNEIDER ELECTRIC.

Las corrientes diferencial y de restricción para la protección diferencial de 3 posiciones están dadas respectivamente por las siguientes ecuaciones:

$$I_{diff} = |\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3| \quad I_{rest} = \frac{|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2| + |\vec{I}_3|}{2}$$

La mínima corriente de arranque y la primera pendiente proveen sensibilidad para fallas internas, bajo condiciones normales de operación de estado estable. Las corrientes de magnetización y el uso de cambiadores de tomas resultan en condiciones de desbalance y por lo tanto en corriente diferencial.

Para considerar estas condiciones la pendiente inicial K_1 debe ser ajustada en un valor de 30%. Esto asegura sensibilidad para fallas internas de fases y de tierra, brinda holgura para errores normales de los TCs y permite su desajuste cuando el transformador está con posiciones de tomas extremas.

Para altas corrientes de falla, pueden aparecer errores extra como resultado de la saturación de los TCs, por lo tanto, la segunda pendiente puede ajustarse en un valor de 80% para proveer estabilidad bajo condiciones de falla externas.

Los valores de ajuste requeridos para esta protección son los dos umbrales de arranque y las dos pendientes I_{s1} , I_{s2} , K_1 y K_2 los cuales proveen la característica de operación diferencial.

Para el ajuste de esta protección es necesario considerar que en la barra de baja tensión del transformador se conectan también los servicios auxiliares de la central, y que no son supervisados por la protección diferencial.



Las corrientes nominales en el primario y secundario del transformador respectivamente son:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{f-f}}$$

$$I_p = \frac{8,6 \times 10^3 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 6,3 \text{ kV}} = 788 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{8,6 \times 10^3 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ kV}} = 72 \text{ A}$$

La corriente de los servicios auxiliares es:

$$I_s = \frac{100 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 6,3 \text{ kV}} = 9 \text{ A}$$

La corriente de los servicios auxiliares representa el 1,14% de la corriente nominal en el primario del transformador, por lo tanto no tiene mayor incidencia sobre la protección diferencial. Los valores sugeridos por la literatura especializada son:

$$I_{s1} = 0,2 \text{ pu}$$

$$I_{s2} = 1 \text{ pu}$$

$$K_1 = 30\%$$

$$K_2 = 80\%$$

Corrección de la relación de transformación de los TCs.

El factor de corrección para cada devanado del transformador de potencia es calculado por el relé en función de los ajustes de potencia de referencia, tensiones y las corrientes nominales en el lugar de instalación de los devanados primarios de los TCs, al utilizar la siguiente formula:

$$K_{amp,n} = \frac{I_{primCT,nom,n}}{\frac{S_{prim,ref}}{\sqrt{3}V_{primCT,nom,n}}}$$

Donde:

$I_{primCT,nom,n}$ = Corriente nominal en el lugar de instalación del primario del TC enésimo

$V_{primCT,nom,n}$ = Tensión nominal en el lugar de instalación del primario del TP enésimo.

$S_{prim,ref}$ = Potencia de referencia.



Considerando la potencia nominal del transformador de potencia como referencia, los ajustes para estos valores en cada TC son los siguientes:

Para el TC en lado de alta tensión:

$$I_{primCT,nom} = \frac{2 \times 4,2 \times 10^3 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ kV}} = 70 \text{ A}$$

$$V_{primCT,nom} = 69 \text{ kV}$$

$$S_{prim,ref} = 8,6 \text{ MVA}$$

Para cada uno de los TCs en lado de baja tensión:

$$I_{primCT,nom} = \frac{4,2 \times 10^3 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 6,3 \text{ kV}} = 385 \text{ A}$$

$$V_{primCT,nom} = 6,3 \text{ kV}$$

$$S_{prim,ref} = 8,6 \text{ MVA}$$

Corrección de fase.

Considerando el grupo de conexión YNd₁ del transformador se debe configurar una compensación de 30°.

Filtrado de secuencia cero.

Considerando que el lado de alta tensión del transformador está sólidamente puesto a tierra, se debe activar el filtrado de corrientes de secuencia cero para evitar actuaciones erróneas para fallas fuera de la zona de cobertura del relé.

Estabilización de la corriente de magnetización.

Se debe activar la restricción de armónicos y el bloqueo de las tres fases bajo corrientes de magnetización.

Utilizando los valores de calibración anteriores, el ajuste del relé de la función de protección diferencial queda establecida según la tabla 6.27.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Protección Diferencial				
Trans Diff	Activada	Activada o desactivada		
Ajuste para habilitar o deshabilitar la función diferencial				
I _{s1}	0,2 pu	0,1 pu	2,5 pu	0,01 pu
Umbral de corriente diferencial mínima.				



K₁	30%	0%	150%	1%
Ajuste de primera pendiente.				
I_{s2}	1 pu	1,0 pu	10 pu	0,1 pu
Segundo umbral de corriente diferencial.				
K₂	80%	15%	150%	1%
Ajuste de segunda pendiente.				
tDIFF LS	0 s	0 s	10 s	10 ms
Ajuste de temporización del primer umbral de corriente diferencial.				

Tabla 6.27. Tabla de configuración de la función de protección diferencial 87T del relé MiCOM P643.

Fuente: Elaboración propia.

6.4.5.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES, INSTANTÁNEA Y TEMPORIZADA 50/51.

El arranque del elemento de sobrecorriente de tiempo definido o inverso, puede ser ajustado entre 125-150% de la máxima potencia (MVA) nominal para permitir sobrecargas en el transformador, de acuerdo al estándar IEEE Std. C37.91-2000.

Como recomendación de esta norma, el elemento de sobrecorriente instantáneo debe ser ajustado con un valor de arranque superior a la máxima corriente de falla, la cual usualmente es la corriente a través del transformador para una falla trifásica en su lado de bajatensión.

Para un elemento de sobrecorriente instantáneo sujeto a transitorios de corriente muy elevada, un arranque de 175% (variaciones de 125-200% son comunes), provee suficiente margen para evitar falsos disparos para fallas en la barra de baja tensión, mientras mantiene suministrando protección para para fallas internas severas.

Unidad temporizada 51.

Al considerar que la máxima potencia que debe soportar el transformador, es igual a la suma de las potencias de las dos unidades generadoras cuando trabajan simultáneamente con su máxima sobrecarga permitida (sobrecarga del 10%), se tiene:

$$S_{max} = (4,2 + 4,2) \times 1,1MVA = 9,24 MVA$$

En porcentaje de la potencia nominal del transformador es:

$$\frac{9,24}{8,6} \times 100\% = 107\%$$



Como se puede observar una sobrecarga del 7% no representa mayor obstrucción para permitir una holgura adecuada al tomar una corriente de arranque correspondiente al 125% de potencia nominal, la cual es adecuada para mantener la sensibilidad y evitar actuaciones erróneas.

- **Lado de alta tensión.**

La curva de tiempo inverso se selecciona para brindar tiempos de actuación adecuados para fallas internas del transformador y se coordina con su curva en el lado de baja tensión.

Característica de tiempo inverso: IEC Muy Inversa, $T = 1$

$$I_{\text{arranque}} = \frac{S_{n_{\text{transformador}}} \times 1,25}{\sqrt{3} \times V_{f-f}}$$

$$I_{\text{arranque}} = \frac{8.600 \times 1,25}{\sqrt{3} \times 69} = 90 \text{ A}$$

Al referir esta corriente al lado secundario de los TCs se tiene:

$$RTC = \frac{200}{5} = 40$$

$$A_{\text{primarios}} = \frac{90}{RTC}$$

$$A_{\text{primarios}} = \frac{90}{40} = 2,25 A_{\text{secundarios}}$$

- **Lado de baja tensión.**

La curva de tiempo inverso se selecciona para brindar tiempos de actuación adecuados para fallas internas del transformador y se coordina con la curva en su lado de alta tensión, así como con la curva de protección de la unidad de sobrecorriente restringida por tensión del generador, la que a su vez ha sido coordinada con la curva de capacidad térmica de tiempo corto del generador y la curva límite de daño de sobrecorriente del transformador.

Característica de tiempo inverso: IEC Extremadamente Inversa, $T = 1$

$$I_{\text{arranque}} = \frac{S_{n_{\text{transformador}}} \times 1,25}{\sqrt{3} \times V_{f-f}}$$

$$I_{\text{arranque}} = \frac{8.600 \times 1,25}{\sqrt{3} \times 6,3} = 985 \text{ A}$$

Esta corriente se divide entre las dos unidades generadoras que alimentan el lado de baja tensión del transformador.



$$I_{arranque} = \frac{985}{2} = 493 \text{ A}$$

Al referir esta corriente al lado secundario de los TCs se tiene:

$$RTC = \frac{500}{5} = 100$$

$$A_{primarios} = \frac{493}{RTC}$$

$$I_{arranque} = 4,93 A_{secundarios}$$

En la figura 6.34 se observa las curvas de tiempo inverso del generador y transformador. En el eje de las ordenadas está el tiempo en segundos y en las abscisas la corriente en amperios.

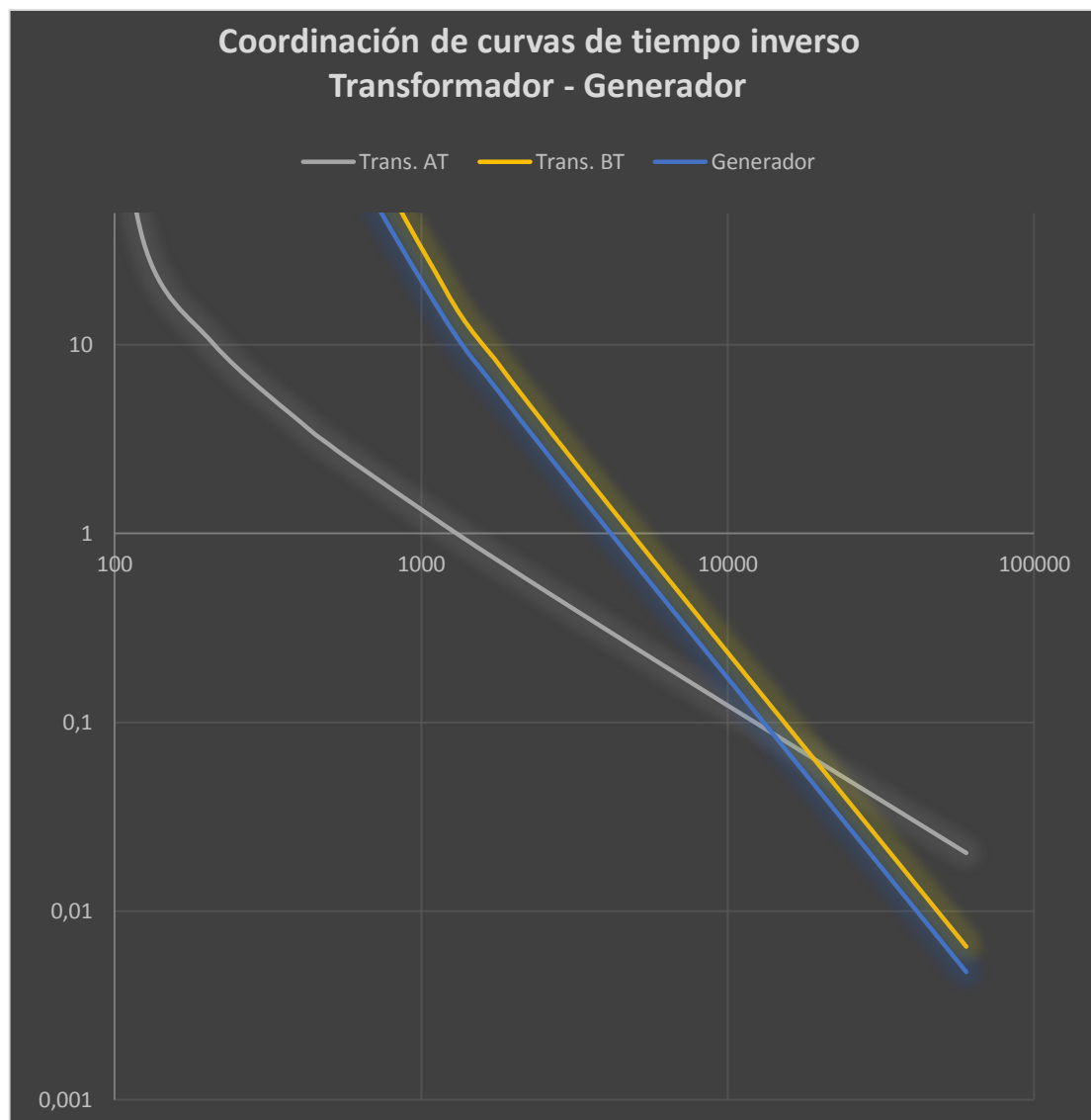


Figura 6.34. Curvas de tiempo inverso del transformador y generador.

Fuente: Elaboración propia.

Unidad instantánea 50.

Para determinar el valor de actuación de la unidad instantánea se simula una falla trifásica en la barra de baja tensión del transformador.

La corriente de cortocircuito que atraviesa el transformador para esta falla es 910 A en su lado de alta tensión y de 9,91 kA en el de baja tensión, y que al dividir entre la corriente nominal del transformador, representa $9,91/0,788 \approx 13$ veces la corriente nominal de baja tensión del transformador. Por lo que es adecuado tomar el 125% de ésta corriente como una medida conservadora para evitar actuaciones erróneas para la unidad instantánea.

Por la ubicación de los TCs en el lado de baja tensión, estos solo detectan las corrientes de aporte de cada generador a esta falla (2,16 kA), por eso se configuraran con este valor.

Estos valores se pueden observar en la figura 6.35 donde se muestra la simulación para esta falla en DigSILENT POWER FACTORY.

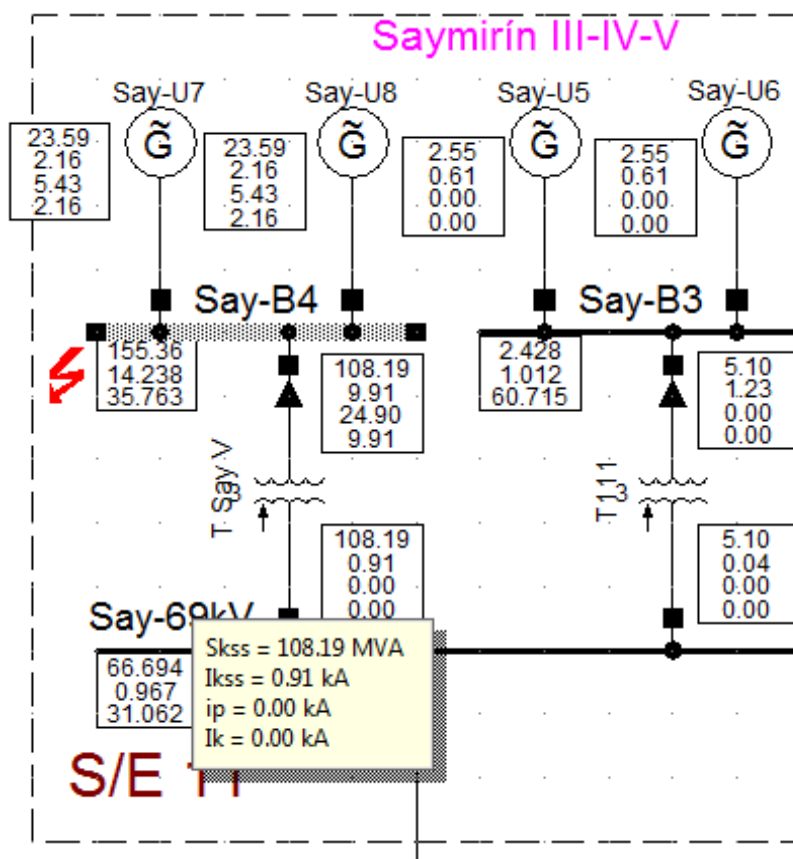


Figura 6.35. Simulación de falla trifásica en la barra de baja tensión del transformador de Saymirín V, la corriente subtransitoria es Ikss.

Fuente: Elaboración propia.



Elemento de sobrecorriente instantánea.

Las corrientes de arranque referidas al secundario de los TC, se obtienen al dividir las para su respectiva relación de transformación RTC:

$$RTC_{Lado AT} = \frac{200}{5}$$

$$RTC_{Lado BT} = \frac{500}{5}$$

- Lado de alta tensión.

$$I_{dis. instantaneo} = 910 A \times 1,25 = 1.138 A_{primarios} = \frac{1.138}{RTC_{Lado AT}} = 29 A_{secundarios}$$

- Lado de baja tensión (para ambos relés).

$$I_{dis. instantaneo} = 2.160 A \times 1,25 = 2.700 A_{primarios} = \frac{2.700}{RTC_{Lado BT}} = 27 A_{secundarios}$$

6.4.5.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASES 67.

La propiedad direccional de la protección de sobrecorriente permite mejorar su selectividad al percibir fallas en un solo sentido.

Tomado en cuenta que en la barra de 69 kV de la central Saymirín está conectado el transformador de las fases III y IV en paralelo al de la fase V, para evitar actuaciones erróneas del relé se activa la direccionalidad hacia atrás con un ángulo característico de 30 grados, debido a que proporciona mayor sensibilidad para la conexión de cuadratura de los TCs.

En el lado de baja tensión por la ubicación de los TCs la activación del elemento diferencial no evita actuaciones erróneas que disparen ambos generadores al presentarse una falla en uno solo, dejando la barra de 6,3 kV desenergizada, por lo que no se activa la direccionalidad para permitir que esta protección también actúe como respaldo para fallas en los devanados del generador.

En las siguientes tablas se resumen los ajustes de sobrecorriente de fase (50/51) y la direccionalidad (67) para el transformador, en valores del primario de los TCs. También pueden ser ajustados en valores secundarios si así se configura el ingreso de datos en el relé.



Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Devanado de AT				
SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA				
I>1 Function	IEC V Inverse (TMS)	Disabled, DT (DT), IEC S Inverse (TMS), IEC V Inverse (TMS), IEC E Inverse (TMS), UK LT Inverse (TMS), UK Rectifier (TMS) RI (K), IEEE M Inverse (TD), IEEE V Inverse (TD), IEEE E Inverse (TD), US Inverse (TD), US ST Inverse (TD)		No Aplica
Ajuste de la característica de disparo del elemento de sobrecorriente temporizado.				
I>1 Direction	Directional Rev	Non-directional Directional Fwd Directional Rev		No Aplica
Este ajuste determina la dirección de la medición del elemento de sobrecorriente temporizado.				
I>1 Current Set	90	24 A	1.200 A	3 A
Ajuste del arranque para el elemento de sobrecorriente temporizado.				
I>1 Time Delay	-----	0	100 s	0,01 s
Ajuste de retardo si se elige la característica de tiempo definido.				
I>1 TMS	1	0,025	1,2	0,025
Ajuste de multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de operación de las curvas IEC IDMT.				
I>1 Time Dial	-----	0,01	100	0,01
Ajuste de multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de operación de las curvas IEEE/US IDMT.				
SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA				
I>3 Status	Enabled	Enabled or Disabled		
Ajuste para habilitar o inhabilitar el elemento de sobrecorriente instantáneo o TD.				
I>3 Direction	Directional Rev	Non-directional Directional Fwd Directional Rev		
Este ajuste determina la dirección de la medición del elemento de sobrecorriente instantáneo.				
I>3 Current Set	1.138	24 A	3.000 A	3 A
Ajuste de corriente de arranque para el elemento de sobrecorriente instantáneo.				



I>3 Time Delay	0	0	100 s	0,01 s
Ajuste de retardo si se requiere la característica de tiempo definido.				

Tabla 6.28. Tabla de configuración de la función de protección contra sobrecorriente direccional de fases para el devanado de alta tensión del relé MiCOM P643.

Fuente: Elaboración propia.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Devanado de BT				
SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA				
I>1 Function	IEC E Inverse (TMS)	Disabled, DT (DT), IEC S Inverse (TMS), IEC V Inverse (TMS), IEC E Inverse (TMS), UK LT Inverse (TMS), UK Rectifier (TMS) RI (K), IEEE M Inverse (TD), IEEE V Inverse (TD), IEEE E Inverse (TD), US Inverse (TD), US ST Inverse (TD)		No Aplica
Ajuste de la característica de disparo del elemento de sobrecorriente temporizado.				
I>1 Direction	Non-directional	Non-directional Directional Fwd Directional Rev		No Aplica
Este ajuste determina la dirección de la medición del elemento de sobrecorriente temporizado.				
I>1 Current Set	493	24 A	1.200 A	3 A
Ajuste del arranque para el elemento de sobrecorriente temporizado.				
I>1 Time Delay	-----	0	100 s	0,01 s
Ajuste de retardo si se elige la característica de tiempo definido.				
I>1 TMS	1	0,025	1,2	0,025
Ajuste de multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de operación de las curvas IEC IDMT.				
I>1 Time Dial	-----	0,01	100	0,01
Ajuste de multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de operación de las curvas IEEE/US IDMT.				
SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA				
I>3 Status	Enabled	Enabled or Disabled		No Aplica
Ajuste para habilitar o inhabilitar el elemento de sobrecorriente instantáneo o TD.				



I>3 Direction	Non-directional	Non-directional Directional Fwd Directional Rev	No Aplica	
Este ajuste determina la dirección de la medición del elemento de sobrecorriente instantáneo.				
I>3 Current Set	2.700	24 A	3.000 A	3 A
Ajuste de Pick-up para el elemento de sobrecorriente instantáneo.				
I>3 Time Delay	0	0	100 s	0,01 s
Ajuste de retardo si se requiere la característica de tiempo definido.				

Tabla 6.29. Tabla de configuración de la función de protección contra sobrecorriente direccional de fases para el devanado de baja tensión del relé MiCOM P643.

Fuente: Elaboración propia.

6.4.5.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA Y TEMPORIZADA DE TIERRA 50N/51N.

Esta protección permite proteger al transformador contra fallas que involucren el contacto a tierra. Su sensibilidad es mayor con respecto a la protección de sobrecorriente de fase, debido a que puede ser ajustada con valores mucho menores.

Para determinar el valor de la corriente de arranque de falla a tierra, existe un margen amplio, el cual puede oscilar típicamente entre un 10% y un 70% de la corriente nominal del transformador.

Si no existen otras funciones de protección con las que se debe coordinar y si el desbalance de corrientes no es mayor al 5%, se puede ajustar el elemento 51N en un valor del 10% de la corriente nominal del transformador. Por el contrario, cuando existen funciones de protección que coordinar, es necesario utilizar ajustes más altos, pero no mayor al 70% de la corriente nominal.

Para nuestro caso, se toma un valor típico recomendado en la literatura especializada del 40%, para facilitar la coordinación con la protección de sobrecorriente de tierra de la línea de transmisión.

Las corrientes de arranque referidas al secundario de los TCs, se obtienen al dividir las para su respectiva relación de transformación RTC:

$$RTC_{Lado AT} = \frac{200}{5}$$



$$RTC_{Lado BT} = \frac{500}{5}$$

- **Lado de alta tensión.**

Característica de tiempo inverso: IEEE Moderadamente inversa, TD = 0,1

El valor de arranque corresponde al 40% de la corriente nominal del transformador.

$$I_{arranque} = I_n \times 0,4 = 72 \times 0,4 = 28,8 A_{primarios} = \frac{28,8}{RTC_{Lado AT}} = 0,72 A_{secundarios}$$

- **Lado de baja tensión.**

Característica de tiempo inverso: IEEE Moderadamente inversa, TD = 0,2

$$I_{arranque} = 788 \times 0,4 = 315 A_{primarios}$$

Esta corriente se divide entre las dos unidades generadoras que alimentan en el lado de baja tensión al transformador:

$$I_{arranque} = \frac{315}{2} = 158 A_{primarios} = \frac{158}{RTC_{Lado BT}} = 1,58 A_{secundarios}$$

6.4.5.5 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE TIERRA 67N.

La direccionalidad permite mejorar la selectividad de la protección de sobrecorriente de tierra y facilitar la coordinación al tener que considerar únicamente las protecciones que cubren en la misma dirección. Para el elemento direccional de tierra la corriente residual en condiciones de falla se encuentra en un ángulo en retraso respecto a la tensión de polarización. Por lo que se requiere un ángulo característico negativo.

Los ajustes del valor del ángulo recomendados para un relé polarizado por tensión residual son:

- Sistemas aterrados a través de resistencia = 0°.
- Sistemas de distribución (sólidamente aterrados) = -45°.
- Sistemas de transmisión (sólidamente aterrados) = -60°.

Los ángulos a seleccionar para los dos niveles de tensión del transformador son:

- **Lado de alta tensión.**



Para nuestro caso corresponde al tercero de los valores de ajuste, por lo tanto se toma un ángulo característico de -60° .

- **Lado de baja tensión.**

Esta protección no es ajustada con el sentido direccional por el mismo motivo mencionado para la protección de sobrecorriente de fase.

En las siguientes tablas se resumen los ajustes de sobrecorriente de falla a tierra (50N/51N) y la direccionalidad (67N) para el transformador en valores del primario de los TCs. También pueden ser ajustados en valores secundarios si así se configura el ingreso de datos en el relé.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Devanado de AT				
SOBRECORRIENTE DE FALLA A TIERRA TEMPORIZADA				
IN Input	Measured	Measured, Derived		No Aplica
Selección de corriente de neutro medida o derivada.				
I>1 Function	IEEE M Inverse	Disabled, DT, IEC S Inverse, IEC V Inverse, IEC E Inverse, UK LT Inverse, RI, IEEE M Inverse, IEEE V Inverse, IEEE E Inverse, US Inverse, US ST Inverse, IDG.		No Aplica
Ajuste de la característica de disparo del elemento de sobrecorriente de falla a tierra temporizado.				
I>1 Direction	Directional Rev	Non-directional Directional Fwd Directional Rev		No Aplica
Este ajuste determina la dirección de la medición del elemento de sobrecorriente de falla a tierra temporizado.				
I>1 Current Set	28,8	24 A	1.200 A	3 A
Ajuste del arranque para el elemento de sobrecorriente de falla a tierra temporizado.				
I>1 Time Delay	-----	0	100 s	0,01 s
Ajuste de retardo si se elige la característica de tiempo definido				
I>1 TMS	-----	0,025	1,2	0,025
Ajuste de multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de operación de las curvas IEC IDMT.				
I>1 Time Dial	0,1	0,01	100	0,01
Ajuste de multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de operación de las curvas IEEE/US IDMT.				

Tabla 6.30. Tabla de configuración de la función de protección contra sobrecorriente direccional de tierra para el devanado de alta tensión del relé MiCOM P643.

Fuente: Elaboración propia.



Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Devanado de BT				
SOBRECORRIENTE DE FALLA A TIERRA TEMPORIZADA				
IN Input	Derived	Measured, Derived		
Selección de corriente de neutro medida o derivada				
I>1 Function	IEEE M Inverse	Disabled, DT, IEC S Inverse, IEC V Inverse, IEC E Inverse, UK LT Inverse, RI, IEEE M Inverse, IEEE V Inverse, IEEE E Inverse, US Inverse, US ST Inverse, IDG.		No Aplica
Ajuste de la característica de disparo del elemento de sobrecorriente de falla a tierra temporizado.				
I>1 Direction	Non-directional	Non-directional Directional Fwd Directional Rev		No Aplica
Este ajuste determina la dirección de la medición del elemento de sobrecorriente de falla a tierra temporizado.				
I>1 Current Set	158	24 A	1.200 A	3 A
Ajuste del arranque para el elemento de sobrecorriente de falla a tierra temporizado.				
I>1 Time Delay	-----	0	100 s	0,01 s
Ajuste de retardo si se elige la característica de tiempo definido.				
I>1 TMS	1	0,025	1,2	0,025
Ajuste de multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de operación de las curvas IEC IDMT.				
I>1 Time Dial	0,2	0,01	100	0,01
Ajuste de multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de operación de las curvas IEEE/US IDMT.				

Tabla 6.31. Tabla de configuración de la función de protección contra sobrecorriente direccional de tierra para el devanado de baja tensión del relé MiCOM P643.

Fuente: Elaboración propia.

6.4.5.6 PROTECCIÓN DE BAJATENSIÓN 27.

La protección de bajatensión permite monitorizar el nivel de tensión en la barra de alta tensión del transformador. Una condición de bajatensión puede ser producto de oscilaciones de grandes cargas, descompensación de reactivos, fallas en los generadores, maniobras erróneas en las líneas de transmisión, entre otras.



La protección de bajatensión se ajusta para operar con la tensión fase-fase, y actuar cuando el nivel de tensión en una de las fases se reduce por debajo del valor configurado por un tiempo definido.

Se establece zonas de actuación de dos etapas temporizadas, la primera de alarma y la segunda de disparo. Los valores adoptados para esta protección son los recomendados por la literatura especializada, y están dados en función de la tensión en el secundario de los TPs, (considerando un TP de 120V en el secundario) que se referencian al lado primario multiplicando por la relación de transformación RTP.

$$RTP = \frac{69.000}{120}$$

- **Primera etapa.**

$$V_{arranque} = 50 V_{secundarios} = 50 \times RTP = 28,75 kV_{primarios}$$

La temporización permite a ignorar a las oscilaciones transitorias de tensión. El valor recomendado en esta etapa es:

$$Retardo = 10 \text{ segundos}$$

- **Segunda etapa.**

$$V_{arranque} = 38 V_{secundarios} = 38 \times RTP = 21,85 kV_{primarios}$$

Al ser más crítico el nivel de tensión en esta etapa, se requiere una temporización menor.

$$Retardo = 5 \text{ segundos}$$

En la siguiente tabla se resumen los ajustes para la protección de bajatensión del transformador.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Protección de tensión				
BAJATENSIÓN				
V< Measur't Mode	Phase-phase	Phase-phase or Phase-neutral		No Aplica
Ajuste de entrada de tensión usada para los elementos de bajatensión.				
V< Operate Mode	Any Phase	Any phase or Three-phase		No Aplica
Ajuste para determinar el si el criterio de bajatensión debe ser satisfecho por una o todas las fases.				
V<1 Function	DT	IDMT, DT or Disabled		No Aplica
Característica de actuación de la primera etapa de bajatensión.				



V<1 Voltage Set	50 V	10 V	120V	1 V
Ajuste del arranque para la actuación de la primera etapa de bajatensión.				
V<1 Time Delay	10 s	0	100 s	0,01 s
Ajuste de temporización para la primera etapa de bajatensión.				
V<2 Function	Enabled	Enabled or Disabled		
Activación de la segunda etapa de bajatensión.				
V<2 Voltage Set	38V	10 V	120V	1 V
Ajuste del arranque para la actuación de la segunda etapa de bajatensión.				
V<2 Time Delay	5 s	0	100 s	0,01 s
Ajuste de temporización para la segunda etapa de bajatensión.				

Tabla 6.32. Tabla de configuración de la función de protección contra bajatensión del relé MiCOM P643.

Fuente: Elaboración propia.

6.4.5.7 PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59.

La protección de sobretensión permite monitorizar el nivel de tensión en la barra de alta tensión del transformador. Una condición de sobretensión en las proximidades del transformador puede deberse principalmente a desbalance de reactivos y salida de carga súbita, así como maniobras de conexión y desconexión en el sistema cercano.

La sobretensión es más perjudicial para el transformador por los problemas de sobreflujo asociados a ésta, por ello la elevación de tensión más allá de la nominal es menos tolerable.

La protección de sobretensión se ajusta para operar con la tensión fase-fase, y actuar cuando el nivel de tensión en una de las fases se reduce por debajo del valor configurado por un tiempo definido.

Se establece zonas de actuación de dos etapas temporizadas, la primera de alarma y la segunda de disparo. Los valores adoptados para esta protección son los recomendados por la literatura especializada, y están dados en función de la tensión en el secundario de los TPs, (considerando un TP de 120V en el secundario) que se referencian al lado primario multiplicando por la relación de transformación RTP.

$$RTP = \frac{69.000}{120}$$

- **Primera etapa.**

$$V_{arranque} = 130V_{secundarios} = 130 \times RTP = 74,75 kV_{primarios}$$

$$Retardo = 10 \text{ segundos}$$

- **Segunda etapa.**



$$V_{\text{arranque}} = 150 V_{\text{secundarios}} = 150 \times RTP = 86,25 \text{ kV}_{\text{primarios}}$$

$$\text{Retardo} = 0,5 \text{ segundos}$$

En la siguiente tabla se resumen los ajustes para la protección de sobretensión del transformador.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Protección de tensión				
SOBRETENSIÓN				
V> Measur't Mode	Phase-phase	Phase-phase or Phase-neutral		No Aplica
Ajuste de entrada de tensión usada para los elementos de sobretensión.				
V> Operate Mode	Any Phase	Any phase or Three-phase		No Aplica
Ajuste para determinar si el criterio de sobretensión debe ser satisfecho por una o todas las fases.				
V>1 Function	DT	IDMT, DT or Disabled		No Aplica
Característica de actuación de la primera etapa de sobretensión.				
V>1 Voltage Set	130 V	60 V	185 V	1 V
Ajuste del arranque para la actuación de la primera etapa de sobretensión.				
V>1 Time Delay	10 s	0	100 s	0,01 s
Ajuste de temporizacion para la primera etapa de sobretensión.				
V>2 Function	Enabled	Enabled or Disabled		
Activación de la segunda etapa de sobretensión.				
V>2 Voltage Set	150V	60 V	185V	1 V
Ajuste del arranque para la actuación de la segunda etapa de sobretensión.				
V>2 Time Delay	0,5 s	0	100 s	0,01 s
Ajuste de temporización para la segunda etapa de sobretensión.				

Tabla 6.33. Tabla de configuración de la función de protección contra sobretensión en valores secundarios de TP, para el relé MiCOM P643.

Fuente: Elaboración propia.

NOTA: Los valores de tensión mínima y máxima entre los que oscila el sistema, deben establecer el intervalo de tensión permisivo para maniobras de conexión y desconexión de los elemento de la central. Dado que estos niveles de tensión extremos son difíciles de establecer con exactitud mediante simulaciones, se remienda configurar los niveles de tensión permisivos en base a los históricos de tensión registrados en la barra de 69 kV de la central. Los valores ajustados para la protección de baja y sobretensión deben servir como referencia para la supervisión de tensión en la barra de 69 kV.



6.4.5.8 PROTECCIÓN CONTRA FALLA DE INTERRUPTOR 50BF.

Esta protección permite detectar la no actuación del interruptor principal cuando se ha emitido una señal de apertura. Cuando se da una condición de este tipo, la protección realiza la transferencia del disparo hacia otros interruptores con el objetivo de liberar la falla. Para esto, se debe establecer el criterio de actuación de la protección y las temporizaciones adecuadas, así como el tipo de equipos usados para despejar la falla.

El tiempo máximo de despeje de una falla debe ser menor al tiempo crítico de despeje determinado por el estudio de estabilidad.

El tiempo del disparo de respaldo emitido por la protección 50BF considera el máximo tiempo de despeje del interruptor, el tiempo de reinicio de la función 50BF y un margen de seguridad. El tiempo típico de apertura o despeje de un interruptor esta entre 1,5 a 3 ciclos.

El tiempo de actuación de la protección 50BF deber ser lo suficientemente corto para que su disparo se realice en el mismo rango de operación normal de la protección principal.

Los ajustes de tiempo típicos se muestran a continuación:

Mecanismo Reinicio Tempo Fallo INT	tINT Tempo	Temporización típica para INT de 2½ Ciclos
Inicializando elemento de reinicio	Tiemp interrupción INT+ tiemp reinicio elemento (máx.) + error en tINT tempo + margen seguridad	+45 + 50 + 10 + 50 = 155 ms
INT. abierto	Tiempo de apertura/cierre contactos auxiliares interruptor (máx.) + error en el temporizador tINT + margen de seguridad	50 +10 + 50 = 110 ms
Elementos de mínima intensidad	Tiempo interrupción INT+ elemento mínima intensidad (máx.) + margen seguridad	50 +25 + 50 = 125 ms

Tabla 6.34. Temporizaciones típicas para el ajuste de la protección contra falla de interruptor.

Fuente: Manual MiCOM P64x. Relés de Protección para Transformadores.
SCHNEIDER ELECTRIC.

Se considera que los interruptores utilizados son de 3 ciclos y que se usa relés auxiliares 89 para su disparo, por esta razón se debe sumar un tiempo de 23ms adicionales. El criterio de actuación de la protección es el de elemento de mínima intensidad, lo que nos da una temporización requerida de:

$$t = 125 + 23 = 148ms$$



El ajuste de mínima corriente de fase debe ser menor que la corriente de carga, para asegurar que su operación permita la detección de la apertura del polo del interruptor. Un ajuste recomendado para líneas aéreas o circuitos de cables, esto el 20% de la corriente nominal.

En la siguiente tabla se resumen los ajustes para la protección contra falla del interruptor del transformador.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Falla de interruptor				
I< Current Set	20%	5%	400%	1%
Ajuste de mínima corriente para la protección de falla de interruptor.				
CB Fail 1 Status	Enabled	Enabled or disabled		
Ajuste para habilitar o inhabilitar la protección contra falla de interruptor.				
CB1 Fail Timer tBF1	0,148 s	0 s	10 s	0,01 s
Ajuste de temporización para protección contra falla de interruptor.				

Tabla 6.35. Tabla de configuración de la función de protección contra falla del interruptor, del relé MiCOM P643.

Fuente: Elaboración propia.

6.5 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LA BARRA DE 69 kV.

Las protecciones a implantar en la barra de 69kV son las siguientes:

- Protección diferencial de barra 87B.
- Protección contra fallo de interruptores 50BF.

6.5.1 CARACTERÍSTICAS DE LA BARRA.

La barra de 69 kV ubicada en la subestación de la central Saymirín es del tipo flexible con configuración de barra simple. Con el ingreso de la fase V, la barra tendrá tres posiciones, dos de transformación y una de línea. La primera posición corresponde al transformador de las fases III y IV, la segunda a la unidad transformadora de la fase V y la tercera para la línea que conecta esta barra con la subestación 19.

En la figura 6.36 se puede observar la configuración de esta barra y el diagrama de conexión de los TCs que alimentan al relé de protección.

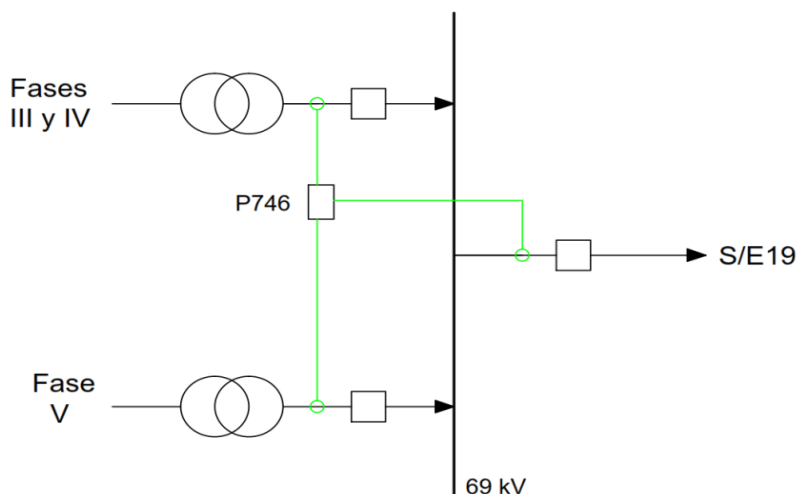


Figura 6.36. Configuración de la barra de 69kV de la central Saymirín.

Fuente: Elaboración propia.

6.5.2 RELÉ MiCOM P746.

El relé diferencial de protección MiCOM P746 está diseñado para proteger un amplio rango de barras en niveles de tensión de distribución y transmisión; especialmente en aplicaciones con sistemas sólidamente aterrados.

Las funciones de protección y supervisión de barra con las que cuenta el relé se enlistan a continuación:

NOMENCLATURA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
87BB	Protección diferencial de barras de alta velocidad con corriente polarizada de fase segregada.	1
87CZ	Zona de comprobación, protección de barra de alta velocidad diferencial con corriente de fase segregada.	1
50/51	Protección de sobrecorriente de fases (2 etapas).	1
50N/51N	Protección de sobrecorriente de tierra (2 etapas).	1
50ST	Protección de fase de zona muerta (zona corta entre TCs e Inti. abiertos).	1
CTS	Supervisión del transformador de corriente.	1
VTS	Supervisión de transformador de tensión.	1
50BF	Protección de falla interruptor.	1
ISL	Alarma de discrepancia del seccionador.	1

Tabla 6.36. Características del relé MiCOM P746.

Fuente: MiCOM P74x. Relés de Protección para Barras.
SCHNEIDER ELECTRIC.

El aspecto físico del relé se puede observar en la figura 6.37.



Figura 6.37. Relé MiCOM P746.

Fuente: MiCOM P74x. Relés de protección para Barras.
SCHNEIDER ELECTRIC.

En la figura 6.38 se observa el esquema de conexión de las entradas de las señales provenientes de los transformadores de tensión y corriente. También se puede observar las salidas de los puertos de comunicación, y el esquema interno de las funciones de protección, control, monitoreo y medición con las que cuenta el relé.

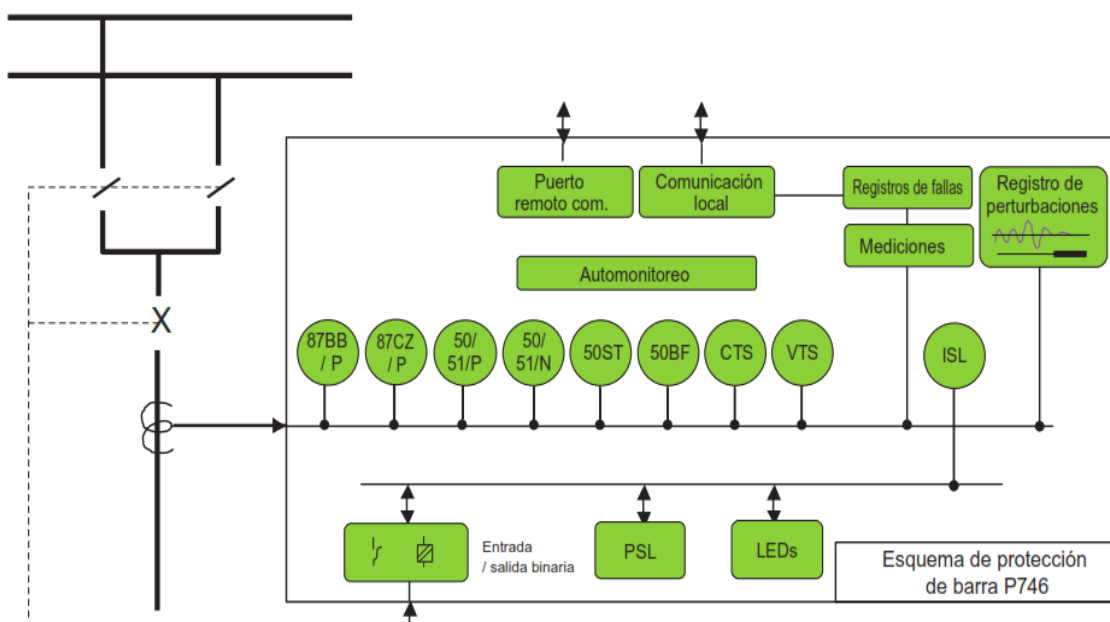


Figura 6.38. Diagrama de conexión interno del relé MiCOM P746.

Fuente: MiCOM P74x. Relés de Protección de Barras. SCHNEIDER
ELECTRIC.

6.5.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS TCs.

Los TCs que se utilizan en las tres posiciones de barra, tienen las mismas características de los TCs de alta tensión del transformador expuestas en la sección 6.4.3.

6.5.4 CALIBRACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN.

La configuración de la barra, los datos de los TCs, los resultados del estudio de flujos de potencia y de cortocircuitos se utilizan como datos de partida para la calibración de las funciones de protección requeridas en el relé.

6.5.4.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA 87B.

La protección diferencial es la mejor forma de proteger una barra. Esta protección se basa en la aplicación numérica de la ley de Kirchoff para la detección selectiva y el aislamiento de alta velocidad de la barra (o de una sección defectuosa en caso de configuraciones complejas de barras). Tanto para fallas entre fases como fallas a tierra.

Para asegurar la adaptabilidad del relé a cualquier tipo de configuración de barra, el P746 está diseñado con un algoritmo de procesamiento de topología universal. Este algoritmo determina la zona óptima de disparo basado en el estado de la corriente de los seccionadores o interruptores.

La protección diferencial de barra tiene la siguiente característica de operación:

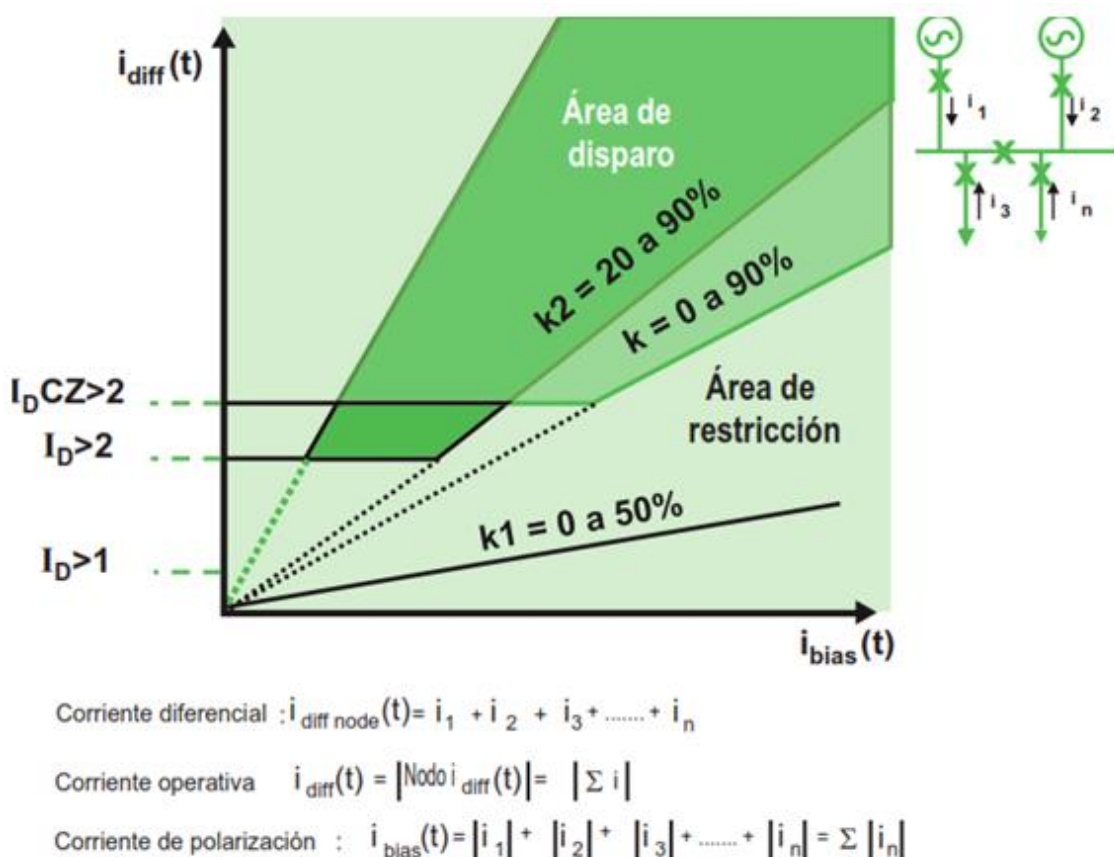


Figura 6.39. Característica de operación de la función de protección diferencial 87 en el relé MiCOM P746.

Fuente: MiCOM P74x. Relés de Protección de Barras. SCHNEIDER ELECTRIC.



Los parámetros de ajuste requieren los siguientes valores:

- Numero de barras independientes: En nuestro caso al tratarse de una configuración de barra simple, este valor es 1.
- Máximo número de alimentaciones: Esto hace referencia a la cantidad de montantes en la barra, estos son 3.
- Mínima corriente de carga en un alimentador: Este valor corresponde a la corriente en la línea cuando se encuentra operando una sola unidad de la fase V en despacho mínimo, esto es:

$$IA_{min} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{f-f}} = \frac{4.000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ kV}} = 34 \text{ A}$$

- Máxima corriente de carga en un alimentador: Esta es la corriente en la de la línea de transmisión cuando las 4 unidades operan a potencia nominal.

$$IA_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{f-f}} = \frac{(4200 + 4200 + 5000 + 5000) \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ kV}} = \frac{17500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ kV}} = 146 \text{ A}$$

- Máxima corriente de carga en una de las barras: Al tener una configuración de barra única este valor es el mismo que el anterior $IB_{max} = 146 \text{ A}$.
- La mayor corriente que atraviesa los TCs: Los tres TCs tienen la misma corriente nominal primaria $ITC_{max} = 200 \text{ A}$.
- Mínima corriente de falla (fase – fase) en la barra: Esta corriente es 15,42 kA.
- Uso de tensión: Al no haber TPs implementados para el relé de la barra, no se utiliza la medición de tensión.

Los valores de mínima y máxima corriente de carga así como de mínima corriente de falla se obtuvieron de los estudio de flujos de potencia y cortocircuitos. Con estos valores se procede a ajustar los elementos para la protección diferencial.

Primer umbral $ID_{>1}$.

Este umbral debe ser superior al 2% de la mayor corriente primaria que atraviesa cualquier TC (para que no detecte el ruido que proviene de él), y menor al 80% de la corriente de carga mínima de cualquier alimentador (para detectar el desequilibrio de carga mínima en caso de un problema en este alimentador particular).

$$0,02 \times 200 < ID_{>1} < 0,8 \times 34$$

$$4 < ID_{>1} < 27$$



En caso de presentarse una corriente de carga mínima menor a la esperada, como medida conservadora se elige el siguiente valor:

$$ID_{>1} = 20 A$$

Pendiente k_1 .

La pendiente k_1 recomendada es del 10% para TCs de clase 10PXX, (relés con error de 10% en general), a pesar que los transformadores que se usan son de clase 5PXX se conserva este valor para mayor seguridad.

Segundo umbral $ID_{>2}$.

Al no existir algún criterio de tensión para detectar la fallas, se recomienda ajustar este valor sobre la máxima corriente de carga en uno de la posiciones de la barra con un margen del 20%.

$$ID_{>2} = 1,2 \times IA_{max} = 1,2 \times 146 A = 175 A$$

Pendiente k_2 .

Se recomienda un valor de 60% para mantener estabilidad en la peor condición de desequilibrio de las relaciones de transformación de los TCs, es decir entre el TC con corriente primaria más grande y el TC con corriente primaria más pequeña.

Umbral $I_{dCZ>2}$.

Por recomendación de la literatura especializada se recomienda ajustar igual al umbral $ID_{>2}$.

$$I_{dCZ>2} = ID_{>2} = 175 A$$

Pendiente K o k_{CZ} .

El valor recomendado por el propio equipo para mantener la estabilidad de la protección diferencial es del 30%.

$ID_{>1}$ Temporizador de alarma.

Para evitar que la protección opere durante una falla externa se debe ajustar un valor de tiempo mayor al ajustado en las protecciones cercanas. Por lo cual se utiliza una temporización de 1 segundo para no entrar en conflicto con las zonas de protección de las unidades de sobrecorriente temporizada, en el generador, transformador y línea.

En la siguiente tabla se resumen los ajustes para la protección diferencial de la barra.



Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Protección diferencial				
Busbar Diff	Enabled	Disabled / Enabled		No Aplica
Ajuste para habilitar o inhabilitar la protección diferencial de barra.				
ID _{>2} Current	175 A	50 A	30 kA	10 A
Ajuste que determina la mínima corriente diferencial de operación para todas las zonas polarizadas por los elementos diferenciales.				
Phase Slope k ₂	60%	20%	90%	1%
Angulo de inclinación para todas las zonas polarizadas por elementos diferenciales.				
tDIFF	0 s	0 s	10 s	10 ms
Ajuste de temporizacion hasta 10 segundos.				
CheckZone Status	Enabled	Disabled / Enabled		No aplica
Activación o desactivación de la función de supervisión de zona de falla.				
IDCZ _{>2} Current	175 A	50 A	30 kA	10 A
Ajuste que determina la mínima corriente diferencial de operación para el elemento diferencial de supervisión de zona.				
Phase Slope kCZ	30%	0%	90%	1%
Ajuste de ángulo de inclinación para el elemento de polarización diferencial de supervisión de zona.				
Circuitry fail	Enabled	Disabled / Enabled		No aplica
Ajuste para habilitar o inhabilitar la protección contra falla de circuitos.				
ID _{>1} Current	20	50 A	5 kA	10 A
Mínimo arranque para la función de supervisión de falla de circuitos				
Phase Slope k ₁	10%	0%	50%	100%
Ajuste de ángulo de inclinación para la función de supervisión de falla de circuitos.				
ID>1 Alarm timer	1 s	0 s	600 s	10 ms
Temporización para la función de supervisión de falla de circuitos.				

Tabla 6.37. Tabla de configuración de la función de protección diferencial de barra 87 del relé MiCOM P746.

Fuente: Elaboración propia.

6.5.4.2 PROTECCIÓN CONTRA FALLA DEL INTERRUPTOR 50BF.

La protección de falla del interruptor en la barra permite transferir las señales de disparo hacia los interruptores de los generadores en caso de que fallen los interruptores principales de las posiciones de barra; y al interruptor de línea de la central Saucay en caso de que se encuentre operativa la línea de conecta esta central con la S/E 19 y si lo requiere la CENTROSUR también debe transferirse esta señal hacia el interruptor de línea de la S/E 7.

Los ajustes típicos de temporización a utilizar son los siguientes:



Mecanismo de reinicialización fallo interruptor	Temporización tBF	Temporización típica para un interruptor de 2 ciclos
INT. abierto	Tiempo de apertura/cierre contactos auxiliares interruptor (máx.) + error en el temporizador tBF + margen de seguridad	50 + 10 + 50 = 110 ms
Elementos de mínima intensidad	Tiempo interrupción INT+ elemento mín. intensidad (máx.) + tiempo funcionamiento margen seguridad	+20 + 15 + 50 = 85 ms

Tabla 6.38. Temporizaciones típicas para el ajuste de la protección contra falla de interruptor.

Fuente: Manual MiCOM P74x. Relés de Protección para Barras. SCHNEIDER ELECTRIC.

Los ejemplos de la tabla 6.38 consideran el disparo directo de un interruptor de 2 ciclos. Debe notarse que cuando se utilizan relés de disparo auxiliares, se deben añadir 10 a 15 ms para permitir el funcionamiento del relé de disparo.

Adoptando el esquema de actuación por mínima corriente se debe utilizar una temporización de 85 ms, debido a que los interruptores a utilizar son de 3 ciclos y se usan relés de disparo auxiliares 89, es necesario sumar al ajuste elegido 32 ms.

$$t = 85 + 32 = 117 \approx 120 \text{ ms}$$

El ajuste de mínima corriente de falla de fase, debe ser menor que la corriente de carga, un ajuste típico para líneas aéreas o circuitos de cables es el 20% de la corriente nominal. Para nuestro caso específico debe ser la corriente nominal para cada posición de barra.

$$I_{min} = 0,2 \times I_n = 0,2 \times 146 \text{ A} = 29 \text{ A}$$

En la siguiente tabla se resumen los ajustes para la protección contra falla del interruptor de la barra.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Falla de interruptor				
I< Current Set	20%	5%	400%	1%
Ajuste de mínima corriente para la protección de falla de interruptor.				
CB Fail 1 Status	Enabled	Enabled or disabled		
Ajuste para habilitar o inhabilitar la protección contra falla de interruptor.				



CB1 Fail Timer tBF1	0,120 s	0 s	10 s	0,01 s
Ajuste de temporización para protección contra falla de interruptor.				

Tabla 6.39. Tabla de configuración de la función de protección contra falla del interruptor, del relé MiCOM P643.

Fuente: Elaboración propia.

6.6 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

La línea de transmisión que conecta la central Saymirín con la subestación 7 se compone de dos tramos, el primero se encuentra entre la subestación de la central y la subestación 19 Corpanche, (en la cual eventualmente se conecta una línea proveniente de la central Saucay) y el segundo tramo parte desde esta subestación hacia la subestación 7 Ricaurte.

La línea Saucay-Corpanche es utilizada para evacuar la energía proveniente de la central Saucay cuando su línea principal (Saucay–subestación 4) entra en mantenimiento o se ha producido alguna falla en ésta.

Las protecciones requeridas para la línea de transmisión son las siguientes:

- Protección diferencial de tres terminales 87.
- Protección contra sobrecorriente de fases 50/51.
- Protección contra sobrecorriente de tierra 50N/51N.
- Protección direccional de sobrecorriente de fases y tierra 67/67N.
- Protección contra bajatensión 27.
- Protección contra sobretensión 59.

6.6.1 CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA.

Considerando la configuración de la línea es necesario utilizar como protección principal la diferencial de tres terminales, y adicionalmente como respaldo se debe activar la protección de distancia o la de sobrecorriente direccional en el mismo relé. La elección de una de éstas depende del análisis que se realiza en esta sección.

Cualquiera de las protecciones seleccionadas como respaldo, debe ser coordinada con las protecciones de distancia y sobrecorriente utilizadas en las líneas y transformadores que se encuentran conectados a la barra de alta tensión de la S/E 7. Las características de la línea se detallan a continuación:

Longitudes:

Saymirín – Corpanche: 1,335 km.

Saucay – Corpanche: 4,901 km.

Corpanche – S/E 7: 9,823 km.



Las tres líneas de esta configuración presentan los mismos parámetros eléctricos:

Tensión nominal: 69 kV.

Calibre: 477 MCM.

Capacidad de conducción: 0,67 kA.

Frecuencia Nominal: 60 Hz.

Parámetros de secuencia positiva y negativa:

Resistencia R' : 0,14 Ohm/km.

Reactancia X' : 0,45 Ohm/km.

Suceptancia B' : 3,734 μ S/km.

Impedancia Z' : 0,4712 Ohm/km.

Angulo de línea: 72,72°.

Parámetros de secuencia cero:

Resistencia R_0' : 0,4795 Ohm/km.

Reactancia X_0' : 1,6433 Ohm/km.

Impedancia Z_0' : 1,712.

Angulo de la línea: 73,73°.

Suceptancia B_0' : 2,0853 μ S/km.

En la figura 6.40 se puede observar la configuración de esta línea:

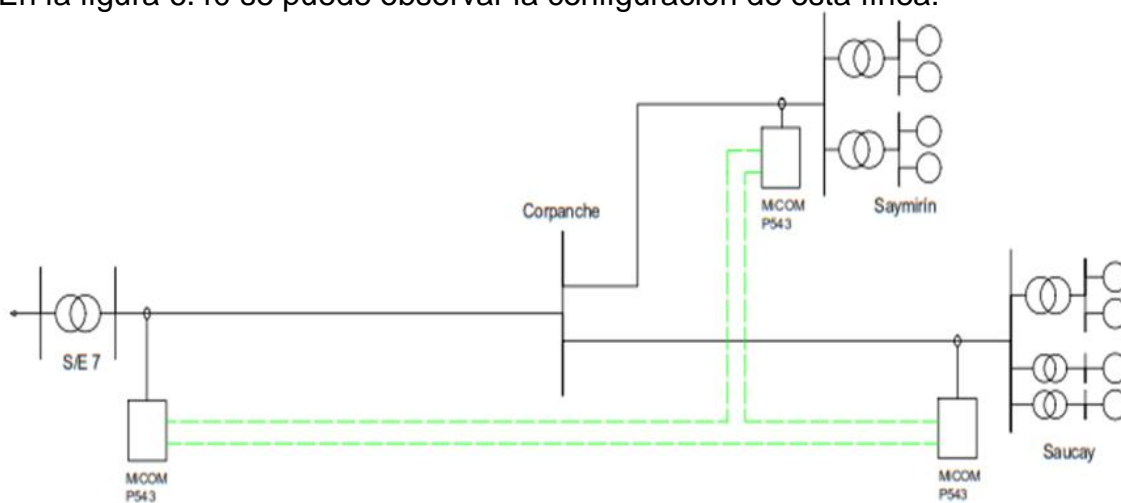


Figura 6.40. Configuración de la protección diferencial de tres terminales para la línea de transmisión de Saymirín.

Fuente: Elaboración propia.

6.6.2 RELÉ MiCOM P543.

El relé numérico MiCOM P543 especializado en protección diferencial de líneas de transmisión, tiene las siguientes funciones de protección:

NOMENCLATURA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
87	Protección diferencial de corriente de fase segregada (líneas con 2 y 3 terminales).	1
79	Autocierre (4 intentos).	1
25	Verificación de sincronismo.	1
50/51	Sobrecorriente para fallas de fase.	1
50/51N	Sobrecorriente para fallas de fase a tierra.	1
67	Sobrecorriente direccional de fases.	1
67N	Sobrecorriente direccional para fallas fase a tierra (alta sensibilidad).	1
67W	Sobrecorriente direccional para fallas fase tierra batimétrica.	1
21	Protección de distancia (3 zonas).	1
68	Bloqueo de oscilación de potencia.	1
49	Sobrecarga térmica.	1

Tabla 6.40. Características del relé MiCOM P543.

Fuente: MiCOM P54x Relés de protección para Líneas de transmisión. SCHNEIDER ELECTRIC.

El aspecto físico del relé se puede observar en la figura 6.41.



Figura 6.41. Relé MiCOM P54x.

Fuente: MiCOM P54x. Relés de protección para Líneas de transmisión. SCHNEIDER ELECTRIC.

En la figura 6.42 se observa el esquema de conexión en un terminal de la zona de protección diferencial, con las entradas de señales provenientes de los

transformadores de corriente y tensión. Así como las salidas de los puertos de comunicación, y el esquema interno de las funciones de protección, control, monitoreo y medición con las que cuenta el relé.

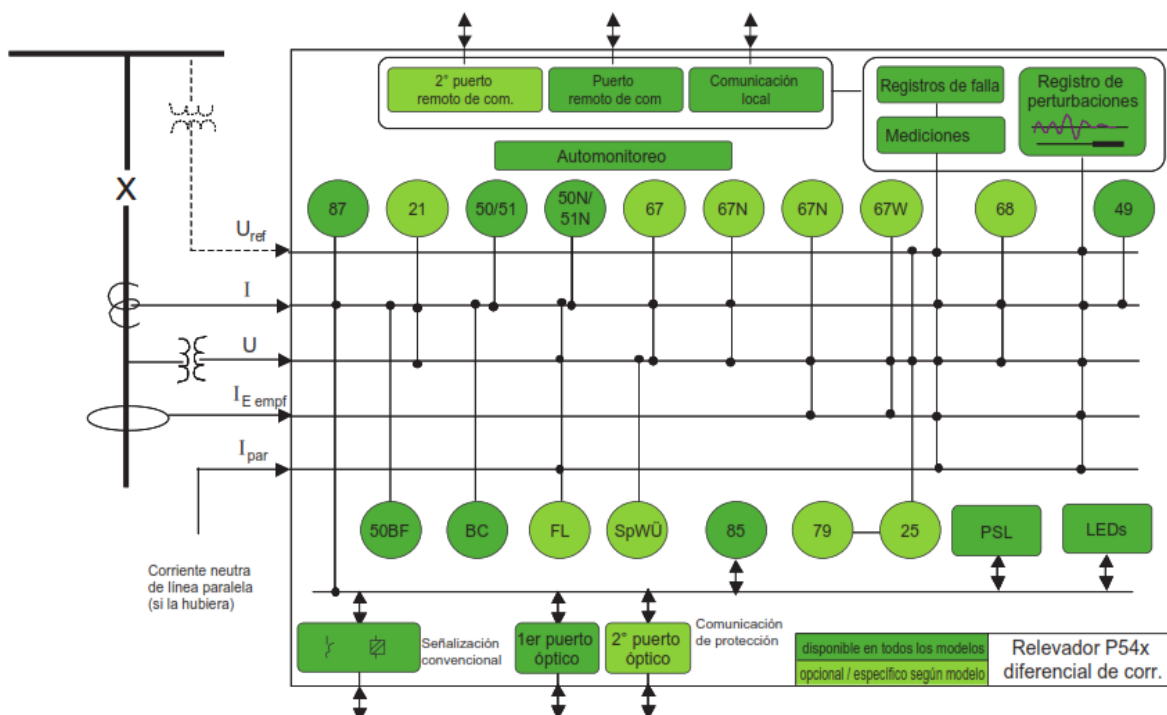


Figura 6.42. Diagrama de conexión interno del relé MiCOM P54x.

Fuente: MiCOM P54x. Relés de Protección diferencial de Líneas de transmisión. SCHNEIDER ELECTRIC.

6.6.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS TCs Y TPs.

Transformadores de Corriente.

Las características de los transformadores de corriente son las mismas especificadas para los TCs de alta tensión del transformador en la sección 6.4.3.

Transformadores de Tensión.

Las características de los transformadores de tensión son las mismas especificadas para los TPs de alta tensión del transformador en la sección 6.4.4.

6.6.4 CALIBRACION DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN.

Con las características de la línea y de los TCs y TPs como datos de entrada, se procede a realizar el ajuste de cada una de las funciones de protección requeridas para la línea.

6.6.4.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA 87.

La protección diferencial trabaja calculando la diferencia entre las corrientes entrantes y salientes de la zona protegida. Para el caso de las líneas de transmisión, la distancia obliga a la utilización de relés en cada extremo, los cuales utilicen una vía de comunicación llamada hilo piloto, (que en nuestro caso es la fibra óptica).

Esta protección debe detectar y despejar toda falla entre fases y entre fases y tierra, incluida las fallas resistivas.

El ajuste del relé debe considerar que la corriente diferencial en operación normal no es exactamente cero, lo cual se debe principalmente a los errores de los TCs utilizados en la medición, efecto que se acentúa con la elevación de la corriente producida precisamente durante las fallas contra las que se debe proteger la línea.

Por eso es importante decidir adecuadamente un porcentaje de tolerancia para la corriente diferencial, así como la característica de respuesta para evitar tener conflictos con la saturación de los TCs. El relé MiCOM P543 presenta la siguiente característica de protección para líneas de tres terminales.

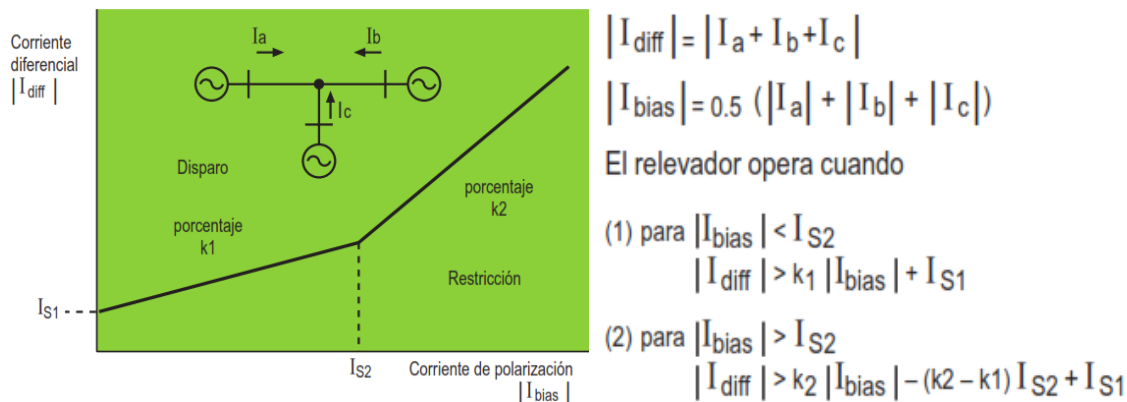


Figura 6.43. Característica de operación de la función de protección diferencial de tres terminales en el relé MiCOM P543.

Fuente: MiCOM P54x. Relés de Protección diferencial de Líneas de transmisión. SCHNEIDER ELECTRIC.

El ajuste requiere definir los valores de I_{s1} e I_{s2} , así también como de las pendientes k_1 y k_2 . Los valores recomendados por la literatura especializada son los siguientes:

- $I_{s2} = 2,0 I_{nominal}$ de la línea
- $K_1 = 30\%$.



Está pendiente permite estabilidad para errores pequeños en la medición de los TCs y además ofrece buena sensibilidad para fallas resistivas en condiciones de carga elevada.

- **K2 = 100%.**

Este ajuste proporciona estabilidad para fallas con altas corrientes y contrarresta los efectos de la saturación del relé.

- **Is1.**

Para el ajuste de I_{s1} se debe poner especial atención, debido a que este es el valor que determina la mínima corriente de arranque del relé. Este valor debe ser mayor que cualquier posible desigualdad de corrientes que se presente entre los terminales de la línea, considerando también su corriente de carga capacitiva.

Si se usa transformadores de tensión, el relé cuenta con una función para extraer la corriente de carga capacitiva de la medición, antes de calcular el valor de corriente diferencial. En este caso es necesario introducir el valor de susceptancia de secuencia positiva de la línea.

Si esta función se activa, I_{s1} puede ser ajustado a un valor menor que la corriente de carga capacitiva de la línea si es necesario, no obstante es remendable que I_{s1} se ajuste tan solo lo suficientemente por debajo de la corriente de carga capacitiva para ofrecer la cobertura adecuada ante fallas resistivas.

I_{s1} puede ser 2,5 veces la corriente de carga capacitiva de estado estable. Cuando la corriente de carga capacitiva es baja o despreciable, puede usarse un ajuste de $0,2 I_{nominal}$ de la línea.

La susceptancia total de la línea (Saucay–Corpanche–S/E 7) es el producto de la susceptancia por kilómetro y la longitud total de los tres tramos que componen la línea, como sigue:

$$B = 3,734 \frac{\mu S}{km} (4,9 + 9,823 + 1,335) km = 6 \times 10^{-5} S$$

Con este valor se obtiene la corriente de carga.

$$B = \frac{I_{carg}}{V} \rightarrow I_{carg} = B \times V$$

$$I_{carg} = 6 \times 10^{-5} \times \frac{69.000}{\sqrt{3}} = 2,388 A$$

Como se observa la corriente de carga es pequeña por lo que se puede utilizar el valor recomendado para I_{s1} .

$$I_{s1} = 0,2 \times I_{\text{nominal de la línea}}$$

Determinación de la sensibilidad.

Con los ajustes propuestos se determina la sensibilidad del relé.

Con las 4 unidades en operación a potencia nominal (5 MVA para las unidades de las fases III y IV; y 4,2 MVA para la fase V) la corriente en la línea Saymirín-Corpanche es:

$$I_{say} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} = \frac{(5 + 5 + 4,2 + 4,2) \times 1000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ kV}} = 154 \text{ A}$$

Y en la línea Saucay-Corpanche con las 4 unidades de Saucay a potencia nominal (dos de 5 MVA y dos de 10 MVA), la corriente en la línea es:

$$I_{sau} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} = \frac{(5 + 5 + 10 + 10) \times 1000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ kV}} = 251 \text{ A}$$

Tomando la corriente de Saucay, como corriente base para el estudio:

$$I_{sau} = I_n = 251 \text{ A} = 1 \text{ pu}$$

$$I_{say} = \frac{154}{251} = 0,61 \text{ pu}$$

En operación normal el sentido de los flujos es el que se observa en la figura 6.44, considerando que la mayor parte del tiempo la corriente I_{sau} es cero.

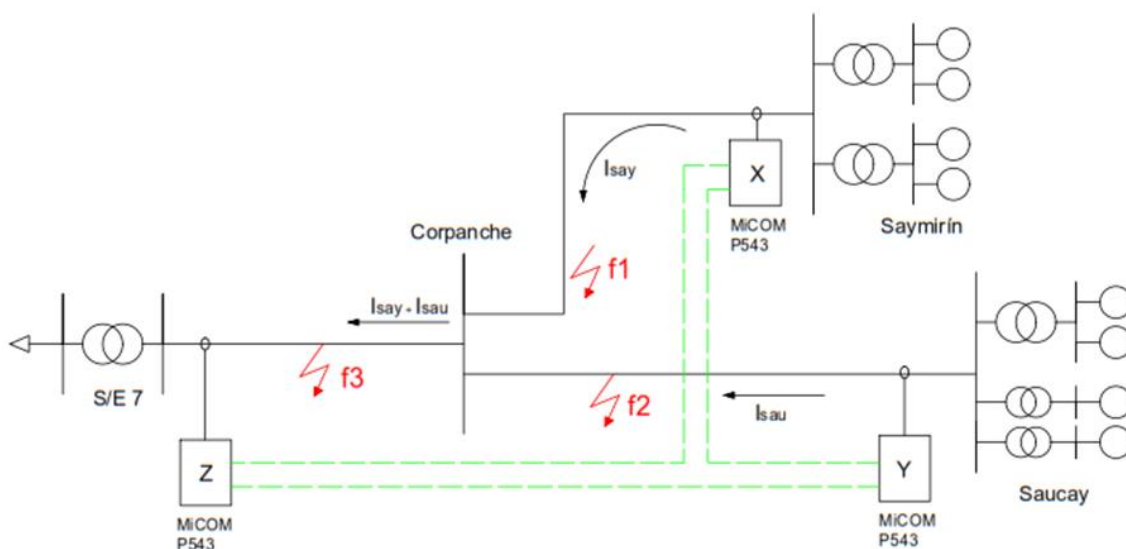


Figura 6.44. Sentido del flujo de potencia y posición de fallas consideradas para determinar la cobertura la protección diferencial a implementar en la línea de transmisión.

Fuente: Elaboración propia



Analizando la respuesta del relé, para los tres casos de falla mostrados en la figura 6.44 se obtiene el mismo resultado al considerar condiciones de carga nominal, sobrecarga y ausencia de corriente en la línea Saucay Corpanche.

Al considerar la falla resistiva f_1 , las corrientes que ven cada relé son:

$$I_X = I_{say} + I_F$$

$$I_Y = I_{sau}$$

$$I_Z = -(I_{say} + I_{sau})$$

Donde: $I_F =$ corriente de falla.

De la curva del relé:

$$|I_{dif}| = |I_F|$$

$$|I_{restr}| = |I_{say}| + |I_{sau}| + 0,5|I_F|$$

De los criterios de actuación del relé:

Cuando $|I_{restr}| < I_{s2}$ el relé actúa bajo la condición de $|I_{dif}| > k_1|I_{restr}| + I_{s1}$ es decir:

$$|I_F| > k_1(|I_{say}| + |I_{sau}| + 0,5|I_F|) + I_{s1}$$

$$(1 - 0,5k_1)|I_F| > k_1(|I_{say}| + |I_{sau}|) + I_{s1}$$

$$|I_F| > \frac{k_1(|I_{say}| + |I_{sau}|) + I_{s1}}{(1 - 0,5k_1)}$$

Para $k_1=30\%$ e $I_{s1}=0,2I_n$ y bajo carga nominal de las centrales, la corriente de falla que acciona el relé es:

$$|I_F| > \frac{0,3(0,61 + 1) + 0,2}{(1 - 0,5 \times 0,3)}$$

$$|I_F| > 0,8 \text{ pu}$$

En el caso de una sobrecarga de 50% en la línea Saucay-Corpanche:

$$|I_F| > \frac{0,3(0,61 + 1,5) + 0,2}{(1 - 0,5 \times 0,3)}$$

$$|I_F| > 0,98 \text{ pu}$$

Si la línea Saucay-Corpanche está abierta $I_{sau} = 0$, entonces:

$$|I_F| > \frac{0,3(0,61 + 0) + 0,2}{(1 - 0,5 \times 0,3)}$$



$$|I_F| > 0,45 \text{ pu}$$

Cuando $|I_{restr}| > I_{s2}$ el relé actúa bajo la condición de:

$$|I_{dif}| > k_2 |I_{restr}| - (k_2 - k_1) I_{s2} + I_{s1}$$

Es decir:

$$|I_F| > k_2 (|I_{say}| + |I_{sau}| + 0.5 |I_F|) - (k_2 - k_1) I_{s2} + I_{s1}$$

$$(1 - 0.5 k_2) |I_F| > k_2 (|I_{say}| + |I_{sau}|) - (k_2 - k_1) I_{s2} + I_{s1}$$

$$|I_F| > \frac{k_2 (|I_{say}| + |I_{sau}|) - (k_2 - k_1) I_{s2} + I_{s1}}{(1 - 0.5 k_2)}$$

Para $k_1=30\%$, $I_{s1}=0.2I_n$, $I_{s2}=2I_n$ y $k_2=100\%$. Para cumplir la condición de $|I_{restr}| > I_{s2}$ basta que la línea Saucay-Corpanche se cargue al 150% de I_n , en ese caso:

$$|I_F| > \frac{1(0,61 + 1,5) - (1 - 0,3) \times 2 + 0,2}{(1 - 0,5 \times 1)}$$

$$|I_F| > 1,82 \text{ pu}$$

Si la línea Saucay-Corpanche se carga al 200% de I_n (que sumado a I_{say} se aproxima a su capacidad de conducción), en ese caso:

$$|I_F| > \frac{1(2 + 0,653) - (1 - 0,3) \times 2 + 0,2}{(1 - 0,5 \times 1)}$$

$$|I_F| > 2,82 \text{ pu}$$

Determinación del alcance resistivo.

Considerando una resistencia de falla R_F , mucho mayor que la impedancia de la línea y que la impedancia de la fuente, se tiene

$$|I_F| = \frac{V_{f-n}}{R_F \times 251} \text{ pu}$$

$$R_F = \frac{V_{f-n}}{|I_F| \times 251}$$

Donde el valor 251 proviene de la división de las relaciones de transformación de los TCs y TPs.

A corriente nominal en las líneas se tiene:

$$R_F = \frac{69.000/\sqrt{3}}{0,8 \times 251} = 198 \Omega$$

Para una falla bajo sobrecarga temporal del 50:



$$R_F = \frac{69.000/\sqrt{3}}{0,98 \times 251} = 162 \, \Omega$$

y si la línea Saucay – Corpanche está abierta:

$$R_F = \frac{69.000/\sqrt{3}}{0,45 \times 251} = 353 \, \Omega$$

Considerando que una falla resistiva en las líneas de transmisión rara vez supera los 80 ohms, se ve que la sensibilidad de la protección diferencial es adecuada por lo que se conservan los valores recomendados anteriormente.

En la siguiente tabla se resumen los ajustes para la protección diferencial de la línea.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Protección diferencial				
Dif Fase	Activado	Activado o Desactivado		No Aplica
Para activar o desactivar (apagar) la función de Protección Diferencial.				
Fase I _{s1}	0,2 In	0,2 In	2 In	0,05 In
Ajuste que define el nivel mínimo de arranque del relé.				
Fase I _{s2}	2 In	1 In	30 In	0,05 In
Este ajuste determina el umbral de corriente de restricción, por encima del cual se utiliza el porcentaje de restricción superior k ₂ .				
Fase k ₁	30 %	30 %	150 %	5 %
Ajuste inferior de porcentaje de restricción, utilizado cuando la corriente de restricción es menor de I _{s2} . Esto proporciona estabilidad ante pequeños desajustes de TC, al mismo tiempo que asegura buena sensibilidad ante fallas resistivas en condiciones de grandes cargas.				
Fase k ₂	100 %	30 %	150 %	5 %
Ajuste superior del porcentaje de restricción, utilizado para aumentar la estabilidad del relé bajo condiciones severas de una corriente de falla ocurrente.				
Caracterist Fase	DT	DT, CEI Estándar Inversa, CEI Muy Inversa, CEI Extrem. Inversa, UK Inversa Tiempo Largo, IEEE Moder. Inversa, IEEE Muy Inversa, IEEE Extrem. Inversa, US Inversa, US Inversa Tiempo Corto.		No Aplica
Ajuste de la característica de disparo del elemento de protección diferencial.				

Tabla 6.41. Tabla de configuración de la función de protección diferencial 87 del relé MiCOM P543.

Fuente: Elaboración propia.

6.6.4.2 PROTECCIÓN DE DISTANCIA 21.

La protección de distancia permite detectar fallas en toda la longitud de la línea tanto entre fases como entre fase y tierra, de una manera muy selectiva; pues su alcance se puede ajustar a la longitud de la línea por su característica de impedancia, en lugar de los niveles de corriente de falla como se lo hace con los elementos de sobrecorriente.

Un relé de distancia calcula la impedancia vista desde su ubicación como el cociente entre la tensión y corriente, y determina si existe una falla dentro o fuera de su zona de operación. Dado que en las líneas de transmisión su impedancia es proporcional a su longitud, es apropiado utilizar relés de distancia para medir la impedancia desde la ubicación del relé hasta un punto de la falla.

El esquema de protección general del relé de distancia incluye una zona con disparo instantánea y dos zonas con disparo temporizado. Los ajustes típicos para un relé de distancia con tres zonas se muestran en la figura 6.45. Los relés digitales (como es nuestro caso), pueden tener hasta 5 zonas y algunas de ellas se las puede ajustar para operar hacia atrás. Los ajustes típicos de cada zona son:

- Zona 1: Alcance = 80% impedancia de la línea. Tiempo: instantáneo.
- Zona 2: Alcance = 120% impedancia de la línea. Tiempo: 0,3 a 0,6 s.
- Zona 3: Alcance = respaldo de líneas adyacentes. Tiempo: >1 s.

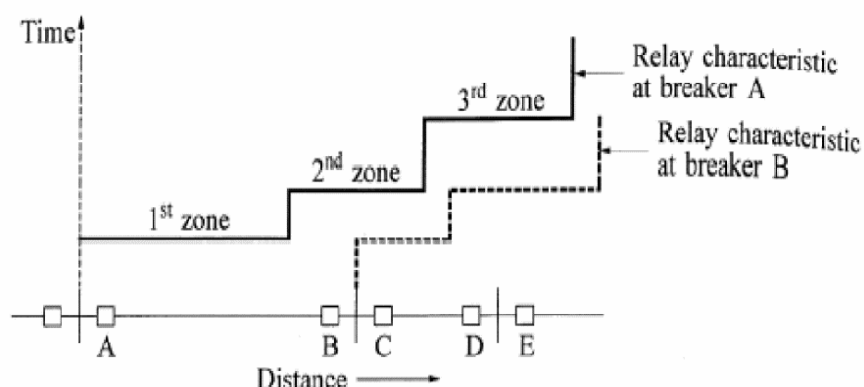


Figura 6.45. Esquema de zonas de protección de un relé de distancia.

Fuente: Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia. FING 2007.

Determinación de la aplicabilidad de la protección de distancia.

En este apartado se determina si la protección de distancia resulta adecuada para la configuración de línea y se determina además si debe ser activada o no.

El relé MiCOM P543 incluye un esquema de protección de distancia de tres zonas, con característica cuadrilateral como se indica en la figura 6.46.

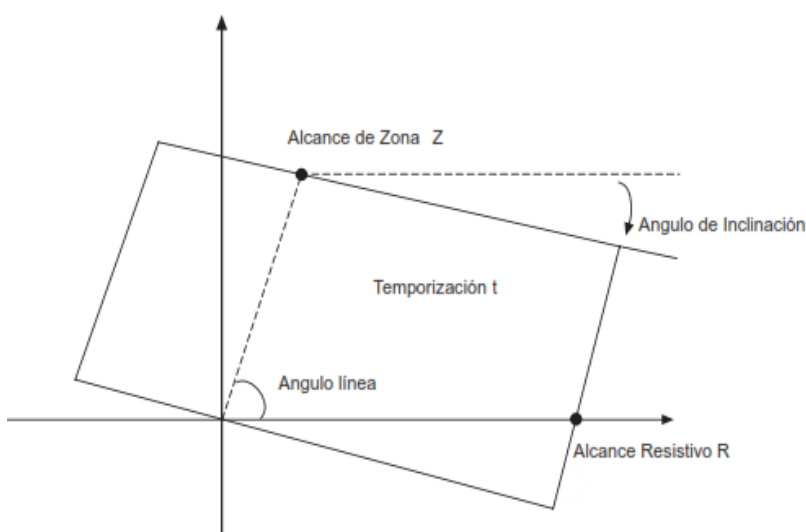


Figura 6.46. Característica de operación de la protección de distancia en el relé MiCOM P543.

Fuente: MiCOM P54x. Relés de Protección diferencial de Líneas de transmisión. SCHNEIDER ELECTRIC.

Esta característica brinda buena cobertura para fallas resistivas con arco, al poder extender el alcance resistivo para cubrir éstas fallas, además se puede adaptar la inclinación de la línea de reactancia en cada zona, con lo que se puede reducir el efecto de sobre o subalcances por flujos de carga antes de la falla.

Tomando en cuenta la configuración de las líneas, la propuesta de la protección de distancia es: considerar las líneas Saymirín–Corpanche y Corpanche–S/E 7 como una sola y aplicar los criterios de protección mencionados anteriormente para luego determinar el efecto de la alimentación intermedia, producto de evacuar la generación de Saucay por la línea Saucay–Corpanche.

Alcance de las zonas.

- **Zona 1.**

Los elementos de la zona 1 deben ajustarse de manera de que cubran el mayor tramo posible de la línea protegida, permitiendo un disparo instantáneo para la mayor cantidad de fallas como sea posible. En la mayoría de las aplicaciones, el alcance de la zona 1 (Z_1) no debe ser capaz de responder ante fallas más allá de la línea protegida.



Por lo tanto para aplicarla, el alcance de la zona 1 debe ajustarse tomando en cuenta los posibles errores de sobre-alcance. Estos errores provienen del propio relé, los TCs, los TPs y de la falla de precisión del valor de la impedancia de la línea protegida.

Se recomienda por lo tanto, que el alcance de los elementos de distancia de la zona 1 se restrinja al 80% de la impedancia de la línea protegida (impedancia de línea de secuencia de fase positiva), mientras que los elementos de la zona 2 se ajusten para cubrir el 20% restante de la línea.

Los valores de resistencia y reactancia correspondientes entonces a la zona 1 son:

$$R_{Z1f} = (L_1 + L_2) \times R_1 \times 0,8$$

$$R_{Z1f} = (1,335 \text{ km} + 9,823 \text{ km}) \times 0,14 \text{ } \Omega/\text{km} \times 0,8$$

$$R_{Z1f} = 1,25 \text{ } \Omega$$

Donde L_1 y L_2 son las longitudes de las líneas en km y R_1 la resistencia de secuencia positiva en ohm/km. De igual manera la reactancia de la zona 1 es:

$$X_{Z1f} = (L_1 + L_2) \times X_1 \times 0,8$$

$$X_{Z1f} = (1,335 \text{ km} + 9,823 \text{ km}) \times 0,45 \text{ } \Omega/\text{km} \times 0,8$$

$$X_{Z1f} = 4,02 \text{ } \Omega$$

Y para los elementos de falla a tierra:

$$R_{Z1g} = (L_1 + L_2) \times R_0 \times 0,8$$

$$R_{Z1g} = (1,335 \text{ km} + 9,823 \text{ km}) \times 0,4795 \text{ } \Omega/\text{km} \times 0,8$$

$$R_{Z1g} = 4,28 \text{ } \Omega$$

$$X_{Z1g} = (L_1 + L_2) \times X_0 \times 0,8$$

$$X_{Z1g} = (1,335 \text{ km} + 9,823 \text{ km}) \times 1,6433 \text{ } \Omega/\text{km} \times 0,8$$

$$X_{Z1g} = 14,669 \text{ } \Omega$$

La temporización de zona 1 (tZ_1) se ajusta a cero, proporcionando de esta manera un funcionamiento instantáneo.

$$tZ_1 = 0$$



- **Zona 2.**

Los elementos de la zona 2 deben ajustarse de modo que puedan proteger el 20% de la línea no cubierta por la zona 1. Para tener en cuenta los errores de sub-alcance, el alcance de la zona 2 (Z_2) se ajusta, como mínimo, al 120% de la impedancia de la línea protegida, para todas las condiciones de falla.

De la misma forma como se realizó en la zona 1, se obtienen los valores de resistencia y reactancia de la zona 2:

$$R_{Z2} = (L_1 + L_2) \times R_1 \times 1,2$$

$$R_{Z2} = (1,335 \text{ km} + 9,823 \text{ km}) \times 0,14 \text{ } \Omega/\text{km} \times 1,2$$

$$R_{Z2} = 1,875 \text{ } \Omega$$

$$X_{Z2} = (L_1 + L_2) \times X_1 \times 1,2$$

$$X_{Z2} = (1,335 \text{ km} + 9,823 \text{ km}) \times 0,45 \text{ } \Omega/\text{km} \times 1,2$$

$$X_{Z2} = 6,03 \text{ } \Omega$$

Y para los elementos de falla a tierra:

$$R_{Z2g} = (L_1 + L_2) \times R_0 \times 1,2$$

$$R_{Z2g} = (1,335 \text{ km} + 9,823 \text{ km}) \times 0,4795 \text{ } \Omega/\text{km} \times 1,2$$

$$R_{Z2g} = 6,42 \text{ } \Omega$$

$$X_{Z2g} = (L_1 + L_2) \times X_0 \times 1,2$$

$$X_{Z2g} = (1,335 \text{ km} + 9,823 \text{ km}) \times 1,6433 \text{ } \Omega/\text{km} \times 1,2$$

$$X_{Z2g} = 22 \text{ } \Omega$$

La temporización de zona 2 (tZ_2) se ajusta para coordinar con el tiempo de despeje de las zonas 1 para las líneas adyacentes. El tiempo total de despeje de falla consiste en el tiempo de funcionamiento de la zona 1 aguas abajo, más el tiempo de funcionamiento del interruptor asociado.

Después del despeje de una falla en una línea adyacente, se debe permitir un margen para la reinicialización de los elementos de la zona 2, más un margen de seguridad. Una temporización mínima típica de la zona 2 es del orden de los 200 ms.



En nuestro caso se debe coordinar con las zonas 1 de los relés en Saucay y la S/E 7, por lo que se toma una temporización de:

$$tZ_2 = 300 \text{ ms}$$

- **Zona 3.**

Los elementos de la zona 3 se utilizan normalmente como protección de respaldo para los circuitos adyacentes. En nuestro caso no aplica por ser las líneas adyacentes propiedad de la CENTROSUR. Por lo tanto la zona 3 no se debe activar.

Los valores de resistencia e inductancia obtenidos deben ser referidos al secundario de los TCs y TPs, mediante el factor de transformación dado como:

$$a = \frac{RTC}{RTP} = \frac{\frac{200}{5}}{\frac{69.000}{115}} = \frac{1}{15}$$

Donde RTC y RTP son las relaciones de transformación de los TCs y TPs respectivamente. Echo esto el resumen de los elementos de cada zona se observa en la tablas 6.42 y 6.43 respectivamente.

Fases.

ZONA	Alcance (%)	Z primaria		Z secundaria	
		R (ohms)	X (ohms)	R (ohms)	X(ohms)
1	80	1,25	4,02	0,083333	0,268
2	120	1,875	6,03	0,125	0,402

Tabla 6.42. Ajuste de alcance de las zonas de la protección de distancia de fases.

Fuente: Elaboración propia.

Tierra.

ZONA	Alcance (%)	Z primaria		Z secundaria	
		R (ohms)	X (ohms)	R (ohms)	X(ohms)
1	80	4,28	14,669	0,285333	0,977933
2	120	6,42	22	0,428	1,466667

Tabla 6.43. Ajuste de alcance de las zonas de la protección de distancia de tierra.

Fuente: Elaboración propia.



Alcances resistivos de fase cuadrilateral.

La recomendación del fabricante del relé para una primera aproximación del alcance resistivo de fase para la zona 1 está dada por:

$$\text{Alcance resistivo fase} = [2,3 - 0,0045 \times \text{Longitud línea (km)}] \times \text{Alcance de la zona 1}$$

Efectuando el cálculo se obtiene:

$$\text{Alcance resistivo fase} = [2,3 - 0,0045 \times (1,335 \text{ km} + 9,823 \text{ km})] \times 0,8$$

$$\text{Alcance resistivo fase} = 1,8 \Omega$$

Alcances resistivos de tierra cuadrilateral.

Este ajuste se lo realiza empíricamente, de manera aproximada es igual a tres veces el valor del alcance resistivo de fase. Debe notarse que una corriente de falla a tierra puede verse limitada por la resistencia de las bases de las torres, una alta resistividad del terreno y una fuente de alimentación débil. Por lo cual la resistencia de arco es a menudo, mayor a la resistencia de una falla de fase correspondiente en la misma ubicación.

$$\text{Alcance resistivo tierra} = 3 \times \text{Alcance resistivo fase} = 5,4$$

Ángulo de inclinación de línea de reactancia.

Para tener en cuenta las tolerancias de ángulo de fase en el TC de línea, el TP y el mismo relé, la línea se inclina hacia abajo con una pendiente de -3° . La inclinación permite evitar el sobre-alcance de la zona 1. También se puede usar el ajuste fijo de inclinación en los elementos de fase para compensar los efectos del sobre-alcance cuando fluyen grandes corrientes de pre-falla.

Para estos casos, la resistencia de arco de falla está desfasada en el diagrama polar de la impedancia, con una inclinación hacia abajo y hacia el eje resistivo (es decir que no parece ser de naturaleza totalmente resistiva). Debe notarse que un ángulo negativo se usa para fijar un gradiente de inclinación hacia abajo y un ángulo positivo una inclinación hacia arriba.

Se toma un ángulo inicial recomendado de -3° y puede ser modificado en caso de ser requerido.

Ajuste mínimo de sensibilidad del relé.

El ajuste de la sensibilidad de la corriente para cada zona se usa para configurar la corriente mínima que debe fluir en cada una de las fases bajo



falla, antes de que pueda suceder un disparo. Se recomienda dejar estos ajustes en los valores predeterminados.

Se puede modificar estos valores cuando el relé se configura para ser menos sensible, de manera de igualarlo a relés antiguos existentes en la red eléctrica, con menor sensibilidad, o para coordinar el ajuste de la activación de cualquier protección de sobrecorriente para circuitos derivados, ninguno de estos resulta ser nuestro caso.

Blindaje de carga.

Por razones de seguridad, se recomienda que el blindaje esté activado, en particular para líneas mayores a 150 km (90 millas), para evitar que transitorios no armónicos de baja frecuencia causen problemas por superar los límites de carga y para redes en donde pueda haber oscilaciones de potencia.

Se debe configurar el radio de la impedancia a un valor inferior al peor caso de carga, esto se considera frecuentemente como una sobrecarga del 120% en una línea, multiplicado por dos, para tomar en cuenta el aumento de la carga durante los cortes o el despeje de fallas en un circuito paralelo adyacente. Luego, un margen adicional para medir las tolerancias resulta en un ajuste recomendado típico de $1/3^\circ$ de la corriente de carga nominal total:

$$Z \leq \frac{V_{n\ f-f}}{I_{FLC} * 3}$$

$$Z \leq \frac{69.000}{164 \times 3}$$

$$Z \leq 140 \Omega \text{ primarios}$$

$$Z \leq 9,35 \Omega \text{ secundarios}$$

Cuando la carga está en el peor caso de factor de potencia, debe permanecer por debajo del ajuste beta. Por lo tanto, si se supone el peor caso del factor de potencia igual a 0.85, entonces:

$$\beta \geq \cos^{-1}(0,85) + 15^\circ \geq 47^\circ$$

Para asegurarse de que se detectan las fallas de línea:

$$\beta \leq \text{angulo de la linea} - 15^\circ$$

$$\beta \leq 72,72^\circ - 15^\circ$$

$$\beta \leq 57,72^\circ$$

En la práctica, se usa a menudo un ángulo equidistante entre el ángulo de carga que corresponde al peor caso y el ángulo de la impedancia de línea.

El ángulo del peor caso de carga de la central es para un $FP=0,8$ que corresponde a un ángulo de $36,87^\circ$, entonces el ajuste es:

$$\beta = 36,87 + \frac{57,72 - 36,87}{2} = 47,3^\circ$$

El relé permite hacer un “by-pass” del blindaje de carga en cualquier momento en que la tensión medida, para la fase en cuestión, sea inferior al ajuste de mínima tensión. En estas circunstancias, no se puede explicar la baja tensión, por las tolerancias normales de excursión de la tensión bajo carga.

Por lo tanto, una falla está definitivamente presente en la fase en cuestión y es aceptable anular la acción del blindaje para permitir el disparo de las zonas de distancia. La ventaja es que la cobertura resistiva de las fallas cercanas al relé puede ser mayor.

El ajuste de mínima tensión debe ser inferior a la tensión de fase-neutro más baja en condiciones de flujo de grandes cargas y de depresión de la tensión del sistema. El ajuste típico máximo es de 70% Vn.

Simulación: Escenario de demanda máxima.

Con los ajustes propuestos se procede a simular las siguientes fallas en DlgSILENT PowerFactory.

Con la línea Saucay-Corpanche abierta.

Falla al 80% de la línea Saymirín–S/E 7.

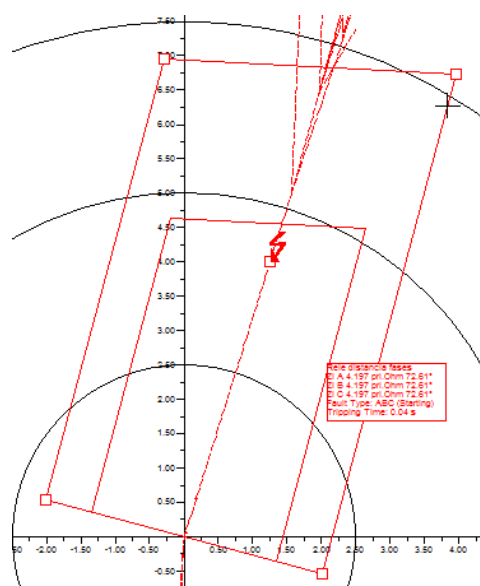


Figura 6.47. Ubicación de la falla al 80% de la línea Saymirín – S/E 7 dentro de las zonas de protección del relé de distancia.

Fuente: Elaboración propia.

Falla al 100% de la línea Saymirín–S/E 7.

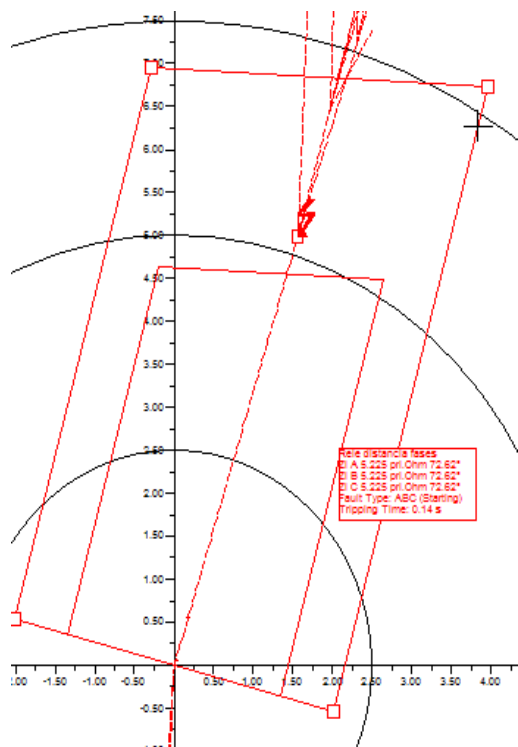


Figura 6.48. Ubicación de la falla al 100% de la línea Saymirín – S/E 7 dentro de las zonas de protección del relé de distancia.

Fuente: Elaboración propia.

Falla al 5% (0,26 km) de la línea S/E 7–S/E Cuenca (5,28 km).

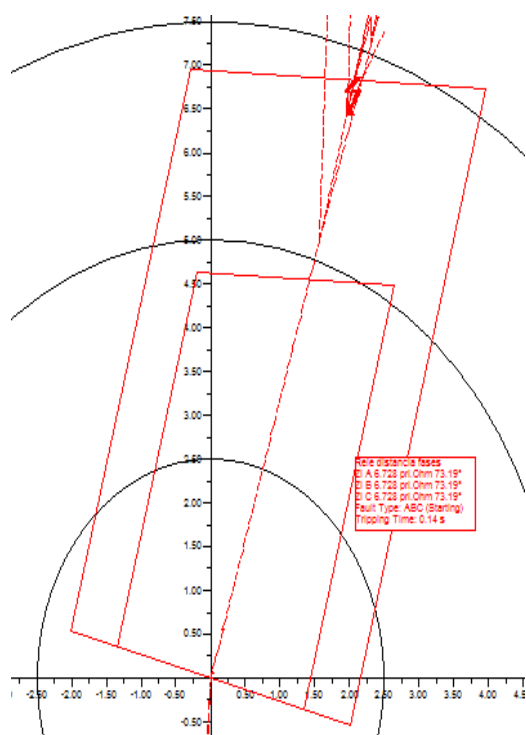


Figura 6.49. Ubicación de la falla al 5% (0,26 km) de la línea S/E 7 – S/E Cuenca dentro de las zonas de protección del relé de distancia.

Fuente: Elaboración propia.

Falla al 6% (0,22 km) de la línea S/E 7–S/E 4 (3,63 km).

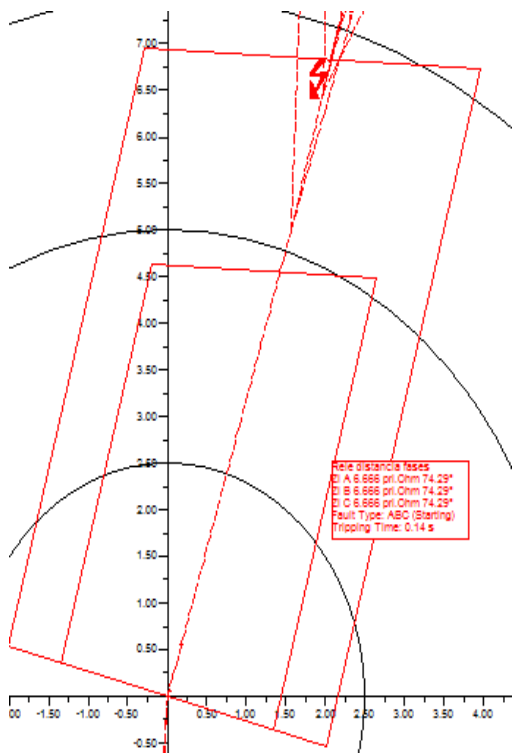


Figura 6.50. Ubicación de la falla al 6% (0,22 km) de la línea S/E 7 – S/E 4 dentro de las zonas de protección del relé de distancia.

Fuente: *Elaboración propia.*

Falla al 1,5% (0,15 km) de la línea S/E 7–S/E 12 (10 km).

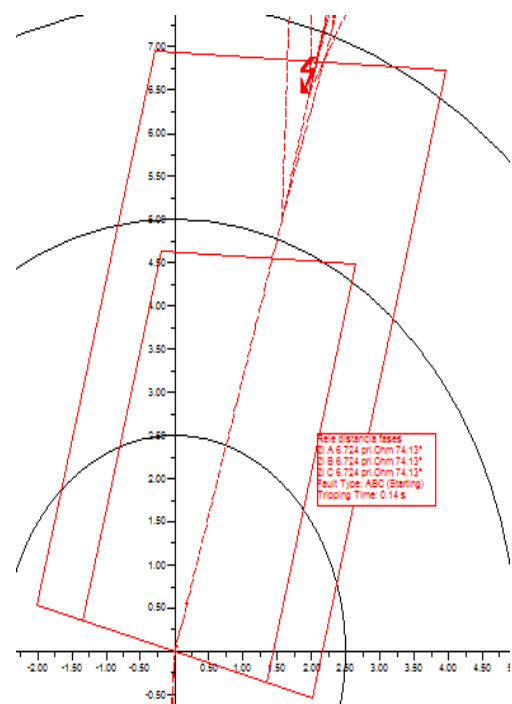


Figura 6.51. Ubicación de la falla al 1,5% (0,15 km) de la línea S/E 7 – S/E 12 dentro de las zonas de protección del relé de distancia.

Fuente: *Elaboración propia.*

Las tres últimas fallas fueron realizadas de modo que se ubiquen al extremo de la segunda zona de protección. Considerando que la longitud de la línea Saymirín–S/E 7 es 2,23 km, se observa que el sobre alcance previsto de 20% se redujo por la alimentación intermedia en la barra de la SE 7, llegando a un sobrealcance máximo aproximado de 0.26 km que representaría 2,3% de sobrealcance previsto original, lo que no representa ningún problema.

Con la línea Saucay-Corpanche cerrada.

Falla al 80% de la línea Saymirín–S/E 7.

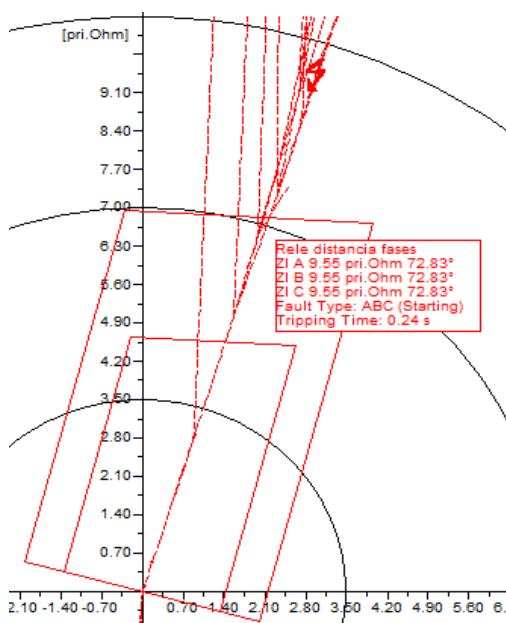


Figura 6.52. Ubicación de la falla al 80% de la línea Saymirín – S/E 7 dentro de las zonas de protección del relé de distancia.

Fuente: Elaboración propia.

Falla al 58% de la línea Saymirín–S/E 7.

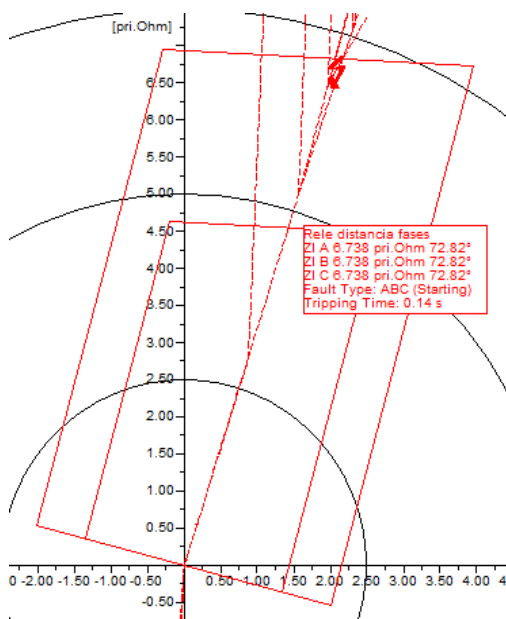


Figura 6.53. Ubicación de la falla al 58% de la línea Saymirín – S/E 7 dentro de las zonas de protección del relé de distancia.

Fuente: Elaboración propia.

En demanda máxima al conectar la línea Saucay–Corpanche se tiene un subalcance aproximado de 22% lo que protege aproximadamente solo 5,2 km de la línea Corpanche – S/E 7.

Falla en la barra de Saucay.

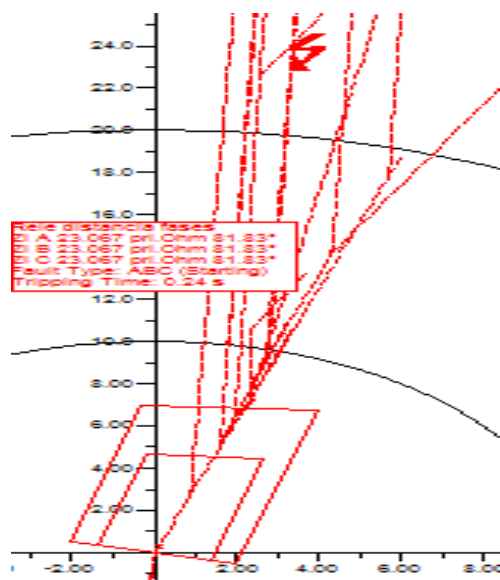


Figura 6.54. Ubicación de la falla en la barra Saucay dentro de las zonas de protección del relé de distancia.

Fuente: Elaboración propia.

La figura 6.54 muestra que el relé resulta inútil para proteger el tramo Corpanche–Saucay por el grave subalcance, producto de la fortísima alimentación intermedia proveniente del sistema externo a través de la S/E 7.

Conclusión.

La utilización de la protección de distancia para proteger la línea Saymirín–Corpanche–S/E 7 presenta los siguientes inconvenientes.

- 1.- La alimentación intermedia en Corpanche bajo despacho nominal de la central Saucay produce un subalcance, desprotegiendo así aproximadamente 22% de la línea Saymirín–Corpanche–S/E 7. Además de desproteger la protección de distancia este porcentaje de línea, su actuación derivaría en el disparo secuencial de las protecciones.
- 2.- El fuerte aporte proveniente de la S/E 7 (por estar conectada con la S/E Cuenca) para fallas en el tramo Saucay - Corpanche también produce un considerable subalcance que derivaría en disparos secuenciales que comprometerían la estabilidad del sistema.
- 3.- En general, la configuración en estrella de la línea su longitud reducida, limita la funcionalidad y sensibilidad del relé. Los fenómenos de subalcance se agravan en presencia de fallas resistivas y cuando se producen más cerca de las subestaciones de transformación.



4.- La fortaleza de la fuente (Saymirín) no es suficiente para mantener la característica de impedancia de la línea, pues presenta colapso de la tensión para fallas graves, lo que se refleja en un cálculo erróneo de la impedancia en el relé.

Por las razones mencionadas anteriormente la protección de distancia (21) no se activará. Los problemas mencionados anteriormente se pueden solventar con esquemas de teleprotección, los cuales implican tener dispositivos iguales e interconectados en los tres terminales de la línea. Por lo que se recomienda optar por un esquema de protección diferencial de tres terminales y usar la protección de sobrecorriente direccional como respaldo.

6.6.4.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA Y TEMPORIZADA DE FASES 50/51 Y DE TIERRA 50N/51N.

Los elementos de sobrecorriente brindan protección de respaldo de la línea para fallas entre fases y entre fases y tierra.

- **Unidad temporizada de fase 51.**

Se elige una curva de tiempo inverso que coordina con los elemento de protección aguas arriba (generador y transformador) y aguas abajo con las líneas y transformadores de la SE 7.

En el caso de las líneas que parten de la S/E 7, todas tienen protección diferencial como principal, respaldadas con protección de distancia, la coordinación se la hace con la segunda zona de esta protección que tiene un retardo de 300 ms.

Los dos transformadores de la S/E 7 tienen los mismos ajustes y curva de tiempo inverso en el lado de alta tensión. Estos son:

Curva: ANSI INV. TD=2,4

Corriente de arranque: 123 A (en el primario de los TCs).

La protección de sobrecorriente de la línea se coordina con esta curva. Para fallas en cualquiera de los transformadores el aporte de Saymirín es muy pequeño con respecto al de las otras líneas, por lo que la discriminación por corriente facilita la coordinación. Los valores ajustados para la línea son los siguientes:

Característica de tiempo inverso: IEEE Moderadamente inversa, TD = 0,2

La corriente de arranque se ajusta al 125% de la corriente máxima nominal de la línea, misma que se calcula con la máxima potencia de sobrecarga de los cuatro generadores de la central y se referencia a los secundarios de los TCs.



$$I_{linea} = \frac{S_{n_{saymirin}}}{\sqrt{3} \times V_{f-f}} = \frac{(5.000 + 5.000 + 4.200 + 4.200)KVA \times 1,1}{\sqrt{3} \times 69kV} = 169 A$$

La corriente de arranque referida al secundario de los TCs, se obtiene al dividirla para su relación de transformación RTC:

$$RTC = \frac{200}{5}$$

$$I_{arranque} = I_{linea} \times 1,25 = 169 \times 1,25 = 211 A_{primarios} = \frac{211}{RTC} = 5,3 A_{secundarios}$$

En la figura 6.55 se observa las curvas de tiempo inverso del transformador, generador, línea de transmisión y transformadores de la S/E 7. En el eje de las ordenadas está el tiempo en segundos y en las abscisas la corriente en amperios.

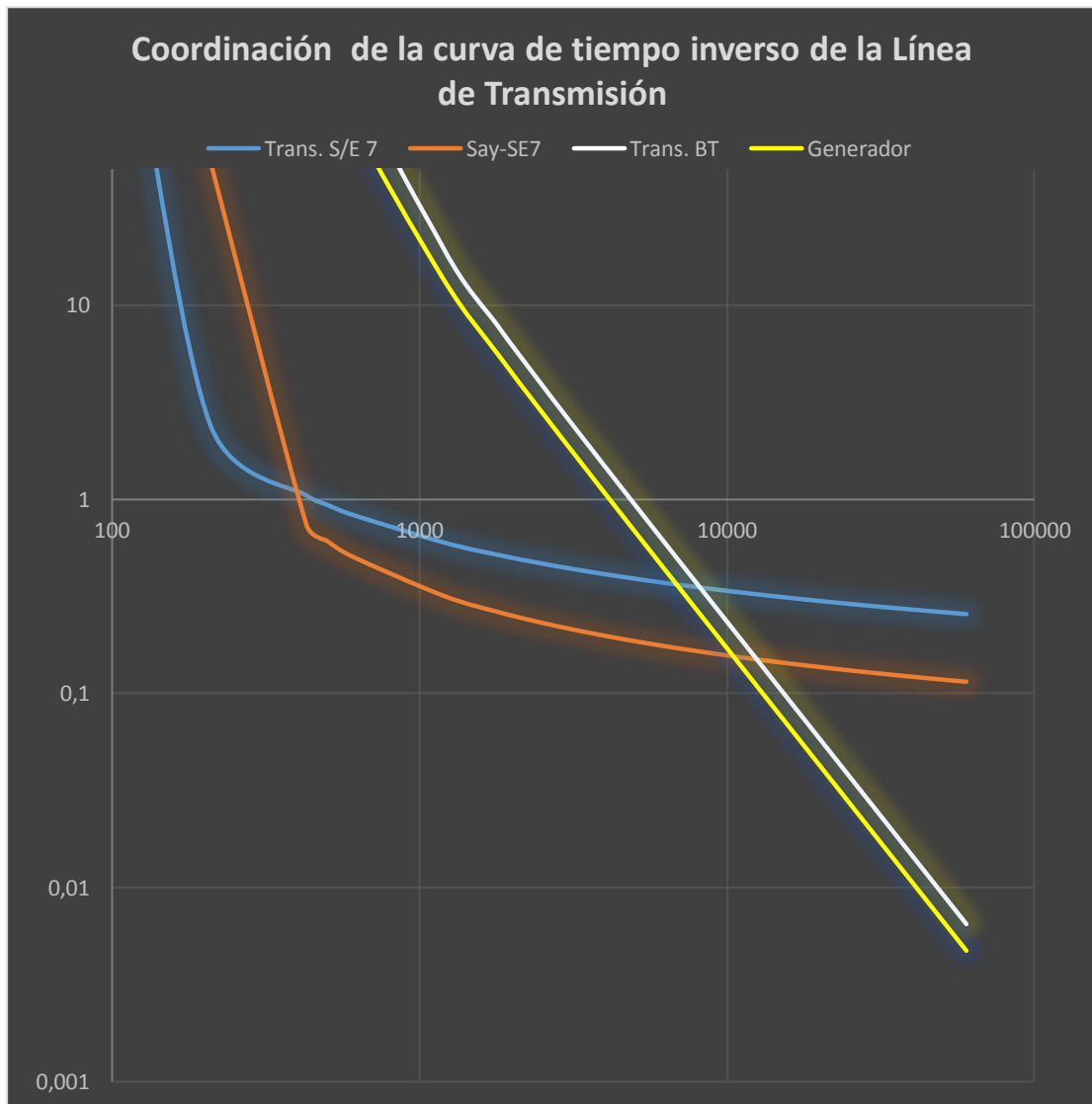


Figura 6.55. Curvas de tiempo inverso del transformador, generador, línea de transmisión y transformadores de la S/E 7.

Fuente: Elaboración propia.



- **Unidad instantánea de fase 50.**

La unidad instantánea de fase se ajusta al 125% de la máxima corriente de falla correspondiente a una falla monofásica kilométrica en la línea. (El valor de esta corriente se obtuvo mediante el software DIgSILENT Power Factory).

La corriente de disparo instantáneo referida al secundario de los TCs, se obtiene al dividirla para su relación de transformación RTC:

$$RTC = \frac{200}{5}$$

$$I_{disp.instantaneo} = 0,65 \text{ kA} \times 1,25 = 0,812 \text{ kA}_{primarios} = \frac{0,812}{RTC} = 20 \text{ A}_{secundarios}$$

- **Unidad temporizada de tierra 51N.**

La unidad de sobrecorriente temporizada se coordina con la curva elegida para el devanado de BT del transformador y las curvas de los transformadores de la S/E 7. Estos últimos comparten los siguientes ajustes:

Curva: ANSI MOD. INV. TD=3.

Corriente de arranque: 60 A (en primario de TC).

Como en el caso de la unidad de fase, para fallas a tierra el aporte de Saymirín es pequeño por lo que facilita la coordinación. Los valores ajustados para la unidad 51N de la línea son las siguientes.

Característica de tiempo inverso: IEEE Moderadamente inversa, TD = 0,2

La corriente de arranque se ajusta al 40% de la corriente máxima nominal de la línea.

La corriente de arranque referida al secundario de los TCs, se obtiene al dividirla para su relación de transformación RTC:

$$RTC = \frac{200}{5}$$

$$I_{arranque} = 169 \times 0,4 = 68 \text{ A}_{primarios} = \frac{68}{RTC} = 1,7 \text{ A}_{secundarios}$$

En la figura 6.56 se observa las Curvas de tiempo inverso para la protección de sobrecorriente de falla a tierra de la línea de transmisión y transformadores de Saymirín V y S/E 7. En el eje de las ordenadas está el tiempo en segundos y en las abscisas la corriente en amperios.

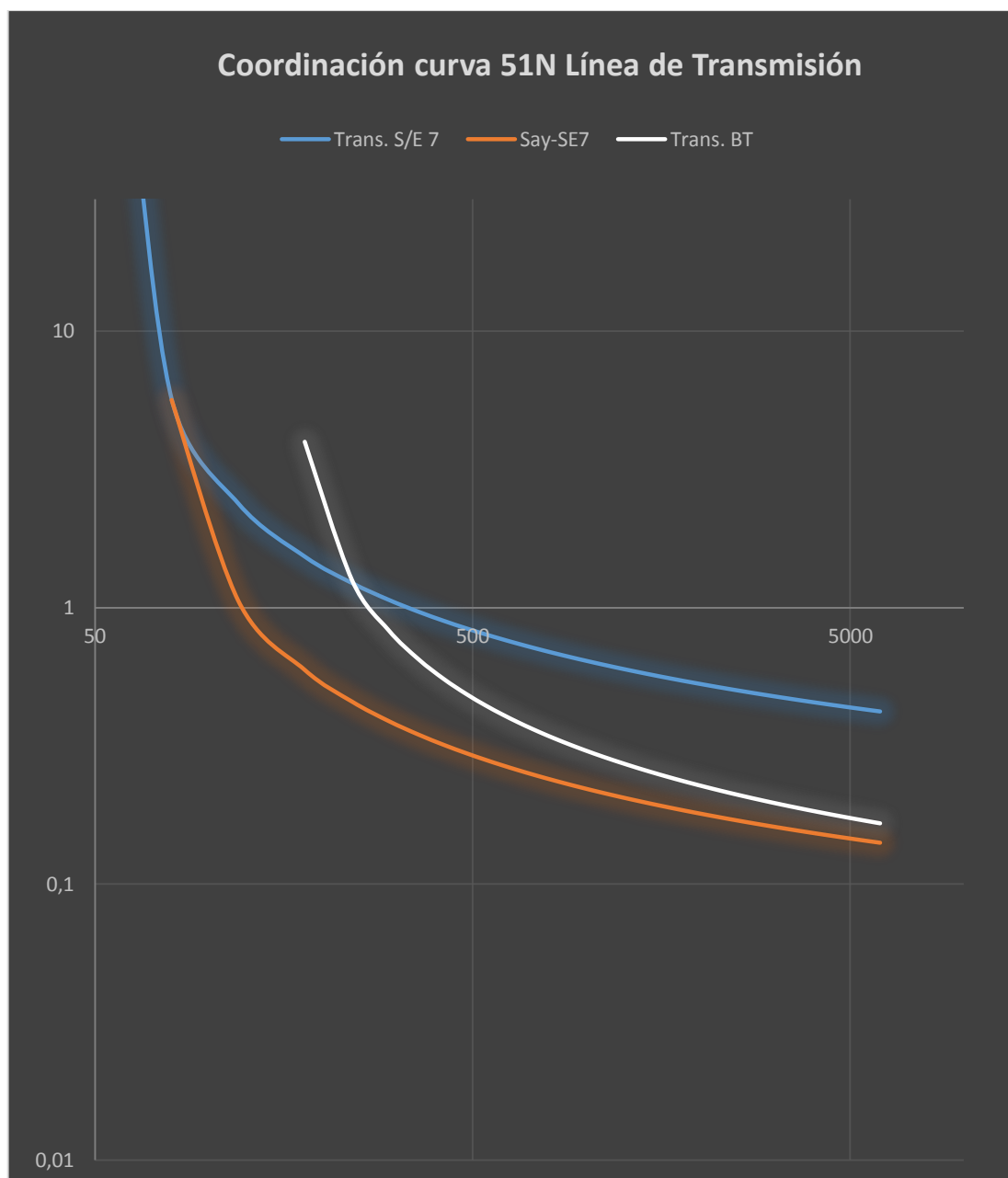


Figura 6.56. Curvas de tiempo inverso para la protección de sobrecorriente de falla a tierra de la línea de transmisión y transformadores de Saymirín V y S/E 7.

Fuente: Elaboración propia.

6.6.4.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASES 67 Y TIERRA 67N.

Se requiere direccionalidad aguas abajo para que el relé solo vea fallas en la línea y no en la central. Para ello se selecciona los ángulos característicos del relé de la siguiente forma:

Angulo característico 67 = 30° .



Angulo característico 67N = -60°.

Los ajustes de los elementos de sobrecorriente en valores de corriente de los devanados primarios de los TCs se resumen en las tablas 6.44 y 6.45.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Sobrecorriente temporizada				
I>1 Function	IEEE M Inverse (TD)	Disabled, DT (DT), IEC S Inverse (TMS), IEC V Inverse (TMS), IEC E Inverse (TMS), UK LT Inverse (TMS), UK Rectifier (TMS) RI (K), IEEE M Inverse (TD), IEEE V Inverse (TD), IEEE E Inverse (TD), US Inverse (TD), US ST Inverse (TD)		No Aplica
Ajuste de la característica de disparo del elemento de sobrecorriente temporizada.				
I>1 Direction	Directional Fwd	Non-directional Directional Fwd Directional Rev		No Aplica
Este ajuste determina la dirección de la medición del elemento de sobrecorriente temporizado.				
I>1 Current Set	211	24 A	1.200 A	3 A
Ajuste de Pick-up para el elemento de sobrecorriente temporizado.				
I>1 Time Delay	-----	0	100 s	0,01 s
Ajuste de retardo si se elige la característica de tiempo definido.				
I>1 TMS	-----	0,025	1,2	0,025
Ajuste de multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de operación de las curvas IEC IDMT.				
I>1 Time Dial	0.2	0,01	100	0,01
Ajuste de multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de operación de las curvas IEEE/US IDMT.				
Sobrecorriente instantánea				
I>3 Status	Enabled	Enabled or Disabled		No Aplica
Ajuste para habilitar o inhabilitar el elemento de sobrecorriente instantánea o TD.				
I>3 Direction	Directional Fwd	Non-directional Directional Fwd Directional Rev		No Aplica
Este ajuste determina la dirección de la medición del elemento de sobrecorriente instantáneo.				



I>3 Current Set	2.550	24 A	3.000 A	3 A
Ajuste del arranque para el elemento de sobrecorriente instantáneo.				
I>3 Time Delay	0	0	100 s	0,01 s
Ajuste de retardo si se requiere la característica de tiempo definido.				

Tabla 6.44. Tabla de configuración de la función de protección de sobrecorriente direccional de fases del relé MiCOM P543.

Fuente: Elaboración propia.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Sobrecorriente de falla a tierra temporizada				
IN Input	Measured	Measured, Derived		No Aplica
Selección de corriente de neutro medida o derivada.				
I>1 Function	IEEE M Inverse	Disabled, DT, IEC S Inverse, IEC V Inverse, IEC E Inverse, UK LT Inverse, RI, IEEE M Inverse, IEEE V Inverse, IEEE E Inverse, US Inverse, US ST Inverse, IDG		No Aplica
Ajuste de la característica de disparo del elemento de sobrecorriente de falla a tierra temporizado.				
I>1 Direction	Directional Fwd	Non-directional Directional Fwd Directional Rev		No Aplica
Este ajuste determina la dirección de la medición del elemento de sobrecorriente de falla a tierra temporizado.				
I>1 Current Set	68 A	24 A	1.200 A	3 A
Ajuste de Pick-up para el elemento de sobrecorriente de falla a tierra temporizada				
I>1 Time Delay	-----	0	100 s	0,01 s
Ajuste de retardo si se elige la característica de tiempo definido				
I>1 TMS	-----	0,025	1,2	0,025
Ajuste de multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de operación de las curvas IEC IDMT.				
I>1 Time Dial	0,2	0,01	100	0,01
Ajuste de multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de operación de las curvas IEEE/US IDMT.				

Tabla 6.45. Tabla de configuración de la función de protección contra sobrecorriente direccional de fallas a tierra para el relé MiCOM P543.

Fuente: Elaboración propia.



6.6.4.5 PROTECCIÓN DE BAJATENSIÓN 27.

La supervisión de bajatensión debe proteger a la línea contra niveles críticos de tensión que impida o ponga en riesgo la operación de los equipos de la central. La operación del relé se configura a partir de la tensión fase - fase, dado que este valor es menos sensible a caídas de tensión debidas a fallas a tierra.

El ajuste del umbral para la protección de mínima tensión, debe ser un valor por debajo de las excursiones normales de la tensión en la red. Este umbral depende del sistema en cuestión, pero las variaciones se encuentran en el rango del -10% de su valor nominal.

La protección de bajatensión debe comenzar su operación cuando la tensión disminuya por debajo de la mínima tensión presente en la barra de 69 kV de Saymirín en operación normal. Esta tensión se obtiene de la corrida de flujos en máxima demanda y con la mínima tensión permitida (0,97 pu) en las barra de las subestaciones Cuenca y Sinincay. Obteniendo como resultado 67,3 kV (0,98 pu).

Considerando que el mínimo valor permitido por las regulaciones es 0,97 pu en las barra de 69kV. Se tomara este valor como arranque para la unidad de baja tensión y se refiere al secundario del TP al dividirlo para su RTP.

$$RTP = \frac{69.000}{115}$$

$$V_{\min} = 0,97 \times 69 \text{ kV} = 66,9 \text{ kV}_{\text{primarios}} = \frac{66,9}{RTP} = 112 \text{ V}_{\text{secundarios}}$$

El retardo debe ser de 10 segundos para dar lugar a la recuperación de la tensión ante oscilaciones transitorias que pueden esperarse en condiciones normales de operación.

La tabla 6.46 presenta estos ajustes en valores de tensión secundaria de los TPs.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Protección de tensión				
Bajatensión				
V< Measur't Mode	Phase-phase	Phase-phase or Phase-neutral		No Aplica
Ajuste de entrada de tensión usada para los elementos de bajatensión.				
V< Operate Mode	Any Phase	Any phase or Three-phase		No Aplica
Ajuste para determinar si el criterio de bajatensión debe ser satisfecho por una o todas las fases.				



V<1 Function	DT	IDMT, DT or Disabled		No Aplica
Característica de actuación de la primera etapa de bajatensión.				
V<1 Voltage Set	112 V	10 V	120V	1 V
Ajuste del arranque de tensión para la actuación de la primera etapa de bajatensión.				
V<1 Time Delay	10 s	0	100 s	0,01 s
Ajuste de temporización para la primera etapa de bajatensión.				

Tabla 6.46. Tabla de configuración de la función de protección contra bajatensión del relé MiCOM P543.

Fuente: Elaboración propia.

6.6.4.6 PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59.

El elemento de sobretensión permite controlar niveles elevados de tensión que pueden causar daños en los elementos de la central.

Pasa determinar el umbral de la protección de sobretensión se utiliza la máxima tensión en condiciones de operación normal del sistema, en la barra de 69 kV de Saymirín. Esta tensión es 71,78 kV (1,04 pu), sin embargo la máxima tensión permitida por la regulación en las barras de 69 kV es de 1,03 pu, por lo que se toma este valor para el ajuste de arranque del relé, y se refiere al secundario del TP al dividirlo para su RTP.

$$RTP = \frac{69.000}{115}$$

$$V_{m\acute{a}x} = 1,03 \times 69 \text{ kV} = 71 \text{ kV}_{\text{primarios}} = \frac{71000}{RTP} = 118 \text{ V}_{\text{secundarios}}$$

Se recomienda un retardo de 10 segundos para permitir la recuperación de la tensión ante oscilaciones transitorias que pueden esperarse en condiciones normales de operación. En la siguiente tabla se resumen los ajustes para la protección de sobretensión de la línea.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Protección de tensión				
Sobretensión				
V> Measur't Mode	Phase-phase	Phase-phase or Phase-neutral		No Aplica
Ajuste de entrada de tensión usada para los elementos de sobretensión.				
V> Operate Mode	Any Phase	Any phase or Three-phase		No Aplica
Ajuste para determinar si el criterio de bajatensión debe ser satisfecho por una o todas las fases.				



V>1 Function	DT	IDMT, DT or Disabled		No Aplica
Característica de actuación de la primera etapa de sobretensión.				
V>1 Voltage Set	118 V	60 V	185 V	1 V
Ajuste del arranque de tensión para la actuación de la primera etapa de sobretensión.				
V>1 Time Delay	10 s	0	100 s	0,01 s
Ajuste de temporización para la primera etapa de sobretensión				

Tabla 6.47. Tabla de configuración de la función de protección contra sobretensión del relé MiCOM P543.

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Los valores de tensión mínima y máxima entre los que oscila el sistema deben establecer el intervalo de tensión permisivo para maniobras de conexión y desconexión de los elemento de la central. Estos valores se los debe tomar de los históricos de tensión medidos en la barra de 69 kV de la central.

6.6.4.7 PROTECCIÓN CONTRA FALLA DE INTERRUPTOR 50BF.

Bajo falla deL interruptor de la línea se debe transferir la señal de disparo a los dos interruptores de las posiciones de trasformación de la barra, así como a los interruptores de línea de Saucay (en caso de que la línea Saucay-Corpanche se encuentre operativa) y de la S/E 7.

Los ajustes tipos de temporización a utilizar son los siguientes:

Mecanismo Reinicio Tempo Fallo INT	tINT Tempo	Temporización típica para INT de 2½ Ciclos
Inicializando elemento de reinicio	Tiempo interrupción INT+ tiempo reinicio elemento (máx.) + error en tINT tempo + margen seguridad	+45 + 50 + 10 + 50 = 155 ms
INT. abierto	Tiempo de apertura/cierre contactos auxiliares interruptor (máx.) + error en el temporizador tINT + margen de seguridad	50 +10 + 50 = 110 ms
Elementos de mínima intensidad	Tiempo interrupción INT+ elemento mínima intensidad (máx.) + margen seguridad	50 +25 + 50 = 125 ms

Tabla 6.48. Temporizaciones típicas para el ajuste de la protección contra falla de interruptor relé MiCOM P543

Fuente: MiCOM P54x. Relés de Protección diferencial para Líneas de transmisión. SCHNEIDER ELECTRIC.



Los ejemplos anteriores consideran el disparo directo de un interruptor de $2\frac{1}{2}$ ciclos. Es importante notar que cuando se utilizan relés de disparo auxiliares, se debe añadir 10-15 ms adicionales para permitir el funcionamiento del relé de disparo.

Considerando que los interruptores son de 3 ciclos y que se usan relés auxiliares 89, se debe adicionar 23 ms a la temporización elegida, seleccionando el esquema de actuación por mínima corriente la temporización total es:

$$t = 125 + 23 = 148 \approx 150ms$$

Los ajustes de mínima corriente de fase deben ser menores que la corriente de carga, para asegurar que el funcionamiento de la protección indique la apertura del interruptor. El valor recomendado es del 20% de la corriente nominal. Esta corriente referida al secundario de los TCs, se obtiene al dividirla para su relación de transformación RTC:

$$RTC = \frac{200}{5}$$

$$I_{min} = 0,2 I_n = 0,2 \times 169 = 33,8 A_{primarios} = \frac{33,8}{RTC} = 0,845 A_{secundarios}$$

En la siguiente tabla se resumen los ajustes para la protección de falla de interruptor de la línea.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
Falla de interruptor				
I< Current Set	20%	5%	400%	1%
Ajuste de mínima corriente para la protección de falla de interruptor.				
CB Fail 1 Status	Enabled	Enabled or disabled		No Aplica
Ajuste para habilitar o inhabilitar la protección contra falla de interruptor.				
CB1 Fail Timer tBF1	0,150 s	0 s	10 s	0,01 s
Ajuste de temporización para protección contra falla de interruptor.				

Tabla 6.49. Tabla de configuración de la función de protección contra falla del interruptor, del relé MiCOM P543.

Fuente: Elaboración propia.

En el Anexo F se encuentran los ajustes de los relés de protección de las líneas y transformadores de la S/E 7, que fueron entregados por parte de la CENTROSUR y que son utilizados para realizar la coordinación de las protecciones de sobrecorriente de Saymirín.



7 ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.

7.1 INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se realiza una primera aproximación de la respuesta de los nuevos generadores, la cual permite determinar la máxima oscilación antes de perder estabilidad y el tiempo máximo para despeje de fallas próximas para las unidades de Saymirín V, mediante un modelo simplificado y en una condición de operación determinada.

7.2 ESTABILIDAD DE UN SISTEMA DE POTENCIA.

Un sistema de potencia se encuentra operando en estado estable si las cantidades físicas que se miden (o se calculan) y que describen la condición de operación del sistema, se pueden considerar constantes para propósitos de análisis.

Cuando el sistema está operando en una condición de estado estable y ocurre un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más parámetros del sistema, se dice que el sistema experimenta un disturbio o una perturbación de su condición de operación normal. Las perturbaciones pueden ser grandes o pequeñas dependiendo de la naturaleza de su origen.

Baja condiciones de operación normal y para perturbaciones pequeñas las ecuaciones no lineales que describen la dinámica del sistema de potencia pueden aproximarse con buenos resultados mediante su linealización. Por el contrario, para perturbaciones grandes estas ecuaciones no se pueden aproximar mediante su linealización de forma válida para propósitos de análisis.

Como ejemplo de perturbaciones pequeñas se puede mencionar un cambio pequeño y gradual de carga, un cambio en la ganancia de un regulador automático de tensión en el sistema de excitación de un gran generador, etc. Este tipo de perturbaciones se estudian bajo el nombre de estabilidad permanente.

Los estudios de estabilidad permanente consideran múltiples oscilaciones, lo que significa tiempos bastante mayores que los de la estabilidad transitoria (del orden de los minutos) y por lo tanto, en algunos casos pueden ser importantes los efectos de los sistemas de control de las unidades generadoras.

Las fallas en los sistemas de potencia, la entrada o salida súbita de grandes cargas, la pérdida de unidades generadoras y las falsas maniobras en líneas de transmisión son ejemplos de grandes perturbaciones. El análisis de éstas



perturbaciones se lo realiza mediante el estudio de estabilidad transitoria y normalmente en base a la primera oscilación, lo que significa considerar un tiempo de hasta un segundo.

En conclusión, la estabilidad es la propiedad de un sistema eléctrico o parte de éste, de mantener un estado de sincronismo cuando ha sido sometido a perturbaciones. El concepto puede ser aplicado también a una o a un grupo de máquinas síncronas para señalar su condición de permanencia en sincronismo respecto de otras, cuando se producen perturbaciones.

7.3 ESTABILIDAD TRANSITORIA.

Se denomina estabilidad transitoria a la capacidad del sistema eléctrico de potencia para mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación grande.

Cuando se produce este tipo de fenómenos el sistema experimenta considerables variaciones de los ángulos de las unidades generadoras síncronas, los cuales vienen acompañados de grandes oscilaciones de flujos de potencia, de tensiones, corrientes y otras variables del sistema.

Si la desviación angular de los generadores permanece dentro de los límites determinados, el sistema mantiene el sincronismo; de ocurrir lo contrario, es decir que la separación angular se incrementa sin acotamiento, el sistema pierde el sincronismo, esto se puede notar típicamente entre los primeros 2 a 3 segundos después que ocurre la perturbación.

Los estudios de estabilidad transitoria suministran la siguiente información: en las máquinas síncronas los cambios de tensión, corriente, potencia, velocidad y torque; y en la red del sistema eléctrico los cambios en las tensiones de las barras y el flujo de potencia a través de las líneas.

La estabilidad es la propiedad de un sistema que opera en un punto fijo y que es sometido a una perturbación específica. El mismo sistema eléctrico puede ser estable e inestable ante una misma perturbación, en función del punto de funcionamiento en el que se encuentre. Así mismo, un sistema puede perder su estabilidad dependiendo de la gravedad de la perturbación.

Por lo tanto, un estudio de estabilidad transitoria requiere del análisis de un número determinado de casos que cubra las perturbaciones de interés así como los distintos puntos de operación del sistema.

Las siguientes consideraciones se realizan para simplificar el estudio de estabilidad transitoria:



- Usualmente, los generadores se analizan individualmente. Sin embargo, en sistemas multimáquinas se pueden concentrar grupos de ellos (máquinas equivalentes) para realizar los estudios. El comportamiento de cada generador se describe mediante una ecuación diferencial, denominada ecuación de oscilación.
- Como variable fundamental se emplea la posición angular del rotor δ .
- Debido a la gran inercia de las máquinas, las variaciones de velocidad son pequeñas, por lo que los elementos estáticos del sistema eléctrico (líneas, transformadores, etc.) se suponen operando a frecuencia nominal y las tensiones, corrientes y potencias se calculan mediante ecuaciones algebraicas.
- Los motores síncronos se representan como una máquina más.
- Generalmente no se consideran los efectos de amortiguación.
- En el caso de una perturbación balanceada, las ecuaciones algebraicas de acoplamiento son las correspondientes a las de flujos de potencia. Si la perturbación no es balanceada, se deben emplear las ecuaciones correspondientes a la secuencia positiva, modificando convenientemente la red equivalente del sistema eléctrico según el tipo particular de perturbación.

7.4 ECUACIÓN DE OSCILACIÓN DE LA MAQUINA SÍNCRONA.

El movimiento del rotor tanto de un motor como de un generador síncrono está gobernado por el principio de su dinámica que establece que el par acelerante es el producto del momento de inercia por la aceleración angular. Esto es:

$$T_a = J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad [7.1]$$

Donde:

J = Momento de inercia (incluyendo el primo motor). $[\text{Kg-m}^2]$.

θ_m = Desplazamiento angular del rotor respecto al eje estacionario. $[\text{rad mecánico}]$.

t = Tiempo $[\text{segundos}]$.

T_m = Par mecánico en el eje $[\text{N-m}]$.

T_a = Par acelerante $[\text{N-m}]$.

T_e = Par eléctrico o potencia en el entrehierro, menos las pérdidas en el cobre de la armadura $[\text{N-m}]$.

En los estudios se admite que T_m sea constante, en cualquier condición de funcionamiento dada, al considerar que la inercia del conjunto turbina-rotor al aparecer una perturbación gira a velocidad prácticamente constante.

Los reguladores de velocidad encargados de controlar el primo motor no actúan hasta que se detecta el cambio de velocidad, y esto no ocurre dentro del periodo en el cual la dinámica del rotor es de interés para el estudio de estabilidad.

Dado que θ_m se mide con referencia a un eje estacionario en el estator, es una medida absoluta del ángulo del rotor que crece en función del tiempo a la velocidad síncrona constante. Es de interés medir la velocidad del rotor respecto a la velocidad síncrona, por ello es más conveniente medir la posición angular del rotor respecto de un eje que gira a la velocidad síncrona.

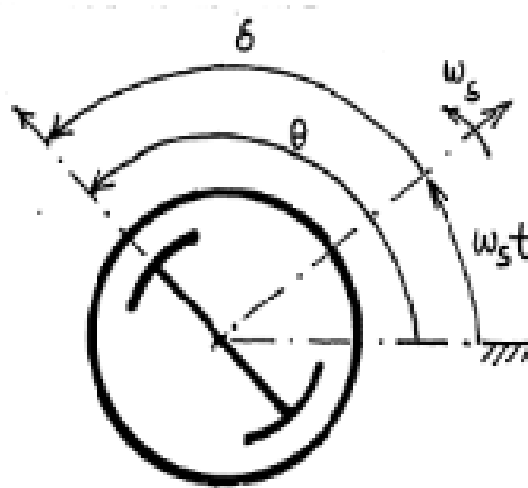


Figura 7.1. Medición del ángulo del rotor respecto a un eje que gira a velocidad síncrona.

Fuente: Estabilidad de Sistema Eléctricos. Alfredo Quiroga F.

En la figura 7.1 se puede observar que:

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad [7.2]$$

Derivando la ecuación 7.1 dos veces, se tiene:

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad [7.3]$$

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad [7.4]$$



De la ecuación 7.3 se puede observar que la velocidad angular del rotor es igual a la velocidad síncrona $\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm}$ cuando $\frac{d\delta_m}{dt} = 0$. Por lo que $\frac{d\delta_m}{dt}$ representa la desviación de la velocidad del rotor respecto de la velocidad síncrona y sus unidades son $\frac{\text{radianes-mecánicos}}{\text{segundos}}$.

La ecuación 7.4 representa la aceleración en $\frac{\text{radianes-mecánicos}}{\text{segundos}^2}$, al sustituir esta ecuación en la 7.1 se tiene:

$$T_a = J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad [N - m] \quad [7.5]$$

Utilizando:

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad [7.6]$$

Y recordando que la potencia es igual al producto de la velocidad mecánica por el par, es decir $P = \omega_m T$. Al multiplicar la ecuación 7.5 por ω_m se obtiene:

$$P_a = J \omega_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad [W] \quad [7.7]$$

En donde:

P_m = Es la potencia en el eje restando las pérdidas rotacionales,

P_e = Es la potencia eléctrica que atraviesa el entrehierro restando las pérdidas por la resistencia del devanado.

P_a = Es la potencia acelerante que aparece cuando existe desbalance de las anteriores.

Al despreciar las pérdidas rotacionales y eléctricas, P_m y P_e representan la potencia mecánica suministrada por el primo motor y la potencia eléctrica de salida en terminales del generador, respectivamente. La constante de inercia del generador es:

$$M = J \omega_m \quad \left[MJ \frac{s}{\text{rad mecanicos}} \right] \quad [7.8]$$

Dado que ω_m no es igual a la velocidad síncrona, M no es constante. Pero en la práctica no es muy diferente de la velocidad síncrona mientras el generador se encuentre en estado estable. Reemplazando la ecuación 7.8 en la ecuación 7.7, se puede escribir la ecuación de movimiento de la siguiente manera:

$$P_a = M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad [W] \quad [7.9]$$



Para estudios de estabilidad se suele usar la conocida como constante H , la cual representa:

$$H = \frac{\text{Energía almacenada en MJ a velocidad } \omega_{sm}}{\text{Potencia nominal del generador en MVA}} \quad [7.10]$$

$$H = \frac{\frac{J\omega_{sm}^2}{2}}{S_n} = \frac{\frac{J\omega_{sm}\omega_{sm}}{2}}{S_n} = \frac{\frac{M\omega_{sm}}{2}}{S_n} \quad \left[\frac{\text{MJ}}{\text{MVA}} \right] \quad [7.11]$$

De donde:

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_n \quad \left[\frac{\text{MJ}}{\text{rad}} \text{ rad mec} \right] \quad [7.12]$$

Sustituyendo la ecuación 7.12 en la ecuación 7.9 y dividiendo para la potencia nominal, se tiene:

$$\frac{P_a}{S_n} = \frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{P_m}{S_n} - \frac{P_e}{S_n} \quad [7.13]$$

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad p.u. \quad [7.14]$$

Dado que δ_m y ω_{sm} están dados en radianes mecánicos, H , P_m y P_e deben estar en la misma unidad, entonces prescindiendo del subíndice m para δ y ω se tiene:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad p.u. \quad [7.15]$$

Si se quiere expresar δ y ω en radianes eléctricos, se tiene que $\omega = 2\pi f$, donde f es la frecuencia eléctrica. Remplazando esta última expresión en la ecuación 7.15 se tiene:

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad p.u. \quad [7.16]$$

La ecuación 7.15 gobierna la dinámica rotacional de una máquina síncrona para los estudios de estabilidad. Su solución $\delta(t)$ representa la curva de oscilación de la máquina y su inspección permite determinar si ésta mantiene la estabilidad tras una perturbación.

En un sistema con varias máquinas síncronas, se utiliza una potencia base común en lugar de la potencia nominal de cada máquina, por lo tanto H debe expresarse en una misma base. Al tener S_s como la potencia base del sistema, entonces:



$$H_s = H_n \frac{S_n}{S_s} \quad [7.18]$$

La información del generador se la puede encontrar expresada como:

$$WR^2 = \text{peso de las partes rodantes incluida la turbina} \times \text{radio de giro}^2 \text{ (Lb pie}^2\text{)} \quad [7.19]$$

Con esta información se puede calcular el momento de inercia y H como de la siguiente manera:

$$J = \frac{WR^2}{32.2} \text{ [slug} \cdot \text{pie}^2\text{]} \quad [7.20]$$

$$H = \frac{\text{energía cinética almacenada en las partes rodantes}}{S_n} = \frac{2.31 \times 10^{-10} WR^2 n^2}{S_n} \quad [7.21]$$

Donde n es la velocidad nominal de la máquina síncrona dada en rpm.

Cuando los rotores de las unidades generadoras de una central oscilan juntas tras una perturbación, reciben el nombre de máquinas coherentes y pueden ser remplazadas por una máquina equivalente, considerando que sus rotores están mecánicamente acoplados. En este caso se escribe una única ecuación de oscilación para todas ellas.

Para una central con un par de máquinas conectadas en la misma barra que se encuentra alejada de la red perturbada, se tiene las siguientes ecuaciones de oscilación considerando una base común.

$$\begin{aligned} \frac{2H_1}{\omega_s} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &= P_{m1} - P_{e1} \\ \frac{2H_2}{\omega_s} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} &= P_{m2} - P_{e2} \end{aligned} \quad [7.22]$$

Dado que los rotores oscilan de igual manera se puede considerar $\delta_1 = \delta_2 = \delta$, por lo cual al sumar las ecuaciones anteriores se tiene:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad [7.23]$$

Donde:

$$H = H_1 + H_2.$$

$$P_m = P_{m1} + P_{m2}.$$

$$P_e = P_{e1} + P_{e2}.$$



La solución de esta ecuación representa la dinámica de la central. Si ω y δ son expresados en grados o radianes eléctricos, las ecuaciones de oscilación de las maquinas coherentes pueden ser combinadas incluso si estas tienen velocidades nominales diferentes.

En el caso de que las maquinas no sean coherentes, se tiene:

$$\frac{2H_{12}}{\omega_s} \frac{d^2\delta_{12}}{dt^2} = P_{m12} - P_{e12} \quad [7.24]$$

Donde:

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 \quad \text{Angulo relativo}$$

$$H_{12} = \frac{H_1 H_2}{H_1 + H_2} \quad \text{Inercia equivalente}$$

$$P_{m12} = \frac{P_{m1} H_2 - P_{m2} H_1}{H_1 + H_2} \quad \text{Potencia de entrada equivalente}$$

$$P_{e12} = \frac{P_{e1} H_2 - P_{e2} H_1}{H_1 + H_2} \quad \text{Potencia de salida equivalente}$$

7.5 CRITERIO DE IGUALDAD DE ÁREAS.

El criterio de igualdad de áreas permite determinar la estabilidad de un generador al utilizar un modelo simplificado, en el cual el generador se conecta a una barra infinita. Se obtiene el resultado del estudio de estabilidad sin tener que resolver la ecuación de oscilación, únicamente mediante el análisis e interpretación grafica de la curva descrita por la ecuación de potencia-ángulo.

Este criterio permite determinar el comportamiento de una sola unidad generadora (no es aplicable para un sistema multimáquina), que se conecta a una barra infinita, cuando se producen perturbaciones fuertes como fallas o variaciones de carga súbitas.

El modelo considera que una unidad se conecta a una barra infinita a través de un transformador y una línea de transmisión, como se observa en la figura 7.2.

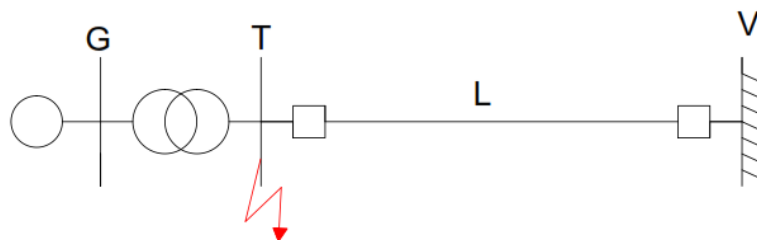


Figura 7.2. Modelo básico de generador conectado a una barra infinita.

Fuente: Elaboración propia.



La potencia suministrada por el generador a la barra infinita está dada por la siguiente ecuación:

$$P_e = P_{max} \sin \delta \quad [7.25]$$

Donde la potencia máxima es:

$$P_{max} = \frac{E' V_{\infty}}{X}$$

E' = Tensión interna del generador.

V_{∞} = Tensión en la barra infinita.

X = Reactancia de transferencia entre E' y V_{∞} .

Considerando una falla trifásica en la línea cerca de la barra T, en la figura 7.2, de modo que se puede asumir que la falla está en la barra. Al despreciar todas las resistencias del sistema $P_e = 0$ mientras dura la falla.

Antes de la falla, el generador opera en condiciones normales con velocidad síncrona y la potencia eléctrica es igual a la potencia mecánica. Entonces el generador está operando en algún punto “a” de potencia y a un ángulo definido en la curva potencia-ángulo.

Cuando se produce la falla en $t=0$, la potencia eléctrica de salida es cero y la potencia mecánica es constante. La potencia acelerante es entonces:

$$P_m = P_a > 0$$

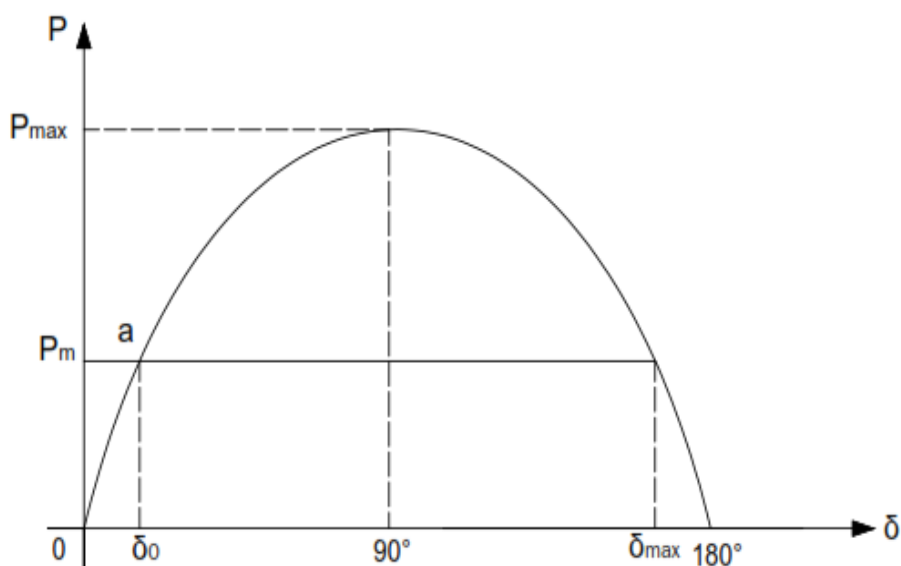


Figura 7.3. Punto de operación normal en la curva de potencia vs ángulo.

Fuente: Elaboración propia.

La potencia acelerante positiva incrementa la energía cinética del rotor incrementando su velocidad. Sea t_c el tiempo empleado por la protección para liberar la falla, para cualquier tiempo t menor a t_c la aceleración constante está dada por:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} P_m \quad [7.26]$$

La velocidad es superior a la síncrona y está dada por:

$$\frac{d\delta}{dt} = \int_0^t \frac{\omega_s}{2H} P_m dt = \frac{\omega_s}{2H} P_m t \quad [7.27]$$

En tanto que el ángulo del rotor es:

$$\delta = \frac{\omega_s}{4H} P_m t^2 + \delta_0 \quad [7.28]$$

En el momento que la falla es despejada la velocidad y ángulo son:

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} P_m t_c \quad [7.29]$$

$$\delta_c = \frac{\omega_s}{4H} P_m t_c^2 + \delta_0 \quad [7.30]$$

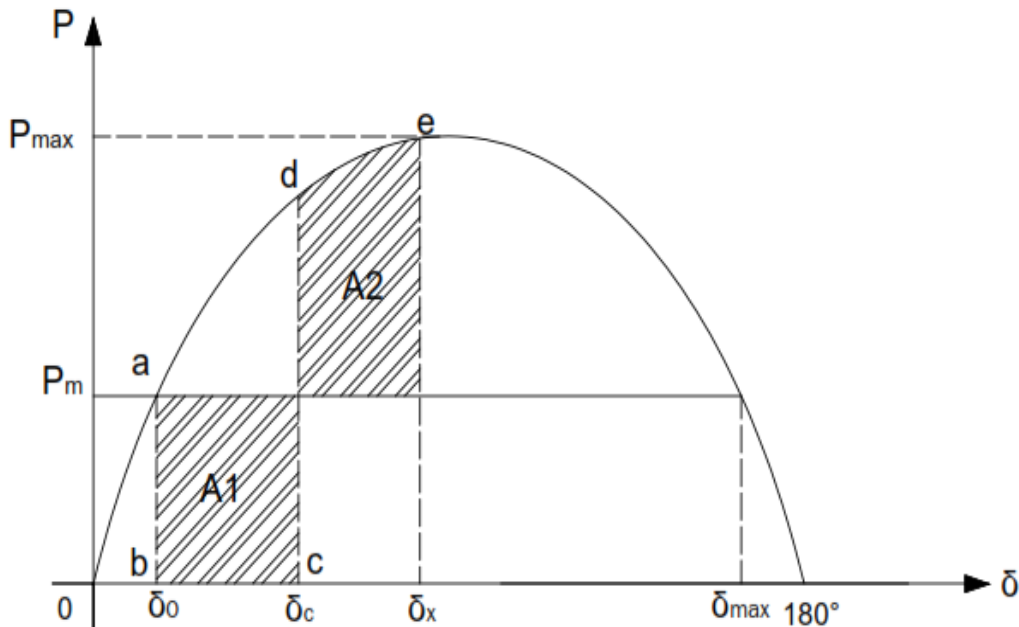


Figura 7.4. Áreas proporcionales de energía como resultado de la oscilación del ángulo del rotor tras falla, en la curva de potencia vs ángulo.

Fuente: Elaboración propia.

Con la falla despejada en el ángulo δ_c , la potencia eléctrica P_e crece hasta un valor correspondiente al ángulo δ_c , ver figura 7.3, en este punto la potencia eléctrica es mayor a la mecánica presentándose una deceleración del rotor que mueve el ángulo de δ_c hasta δ_x donde alcanza de nuevo la velocidad síncrona, δ_x está determinada por la condición que las áreas A_1 y A_2 sean iguales.

Llegado a este punto, el rotor no puede conservar la velocidad síncrona al existir una potencia acelerante negativa, por ello el ángulo del rotor se desplaza nuevamente desde el punto e correspondiente a δ_x hasta el punto a donde la velocidad del rotor es menor que la síncrona como se observa en la figura 7.5.

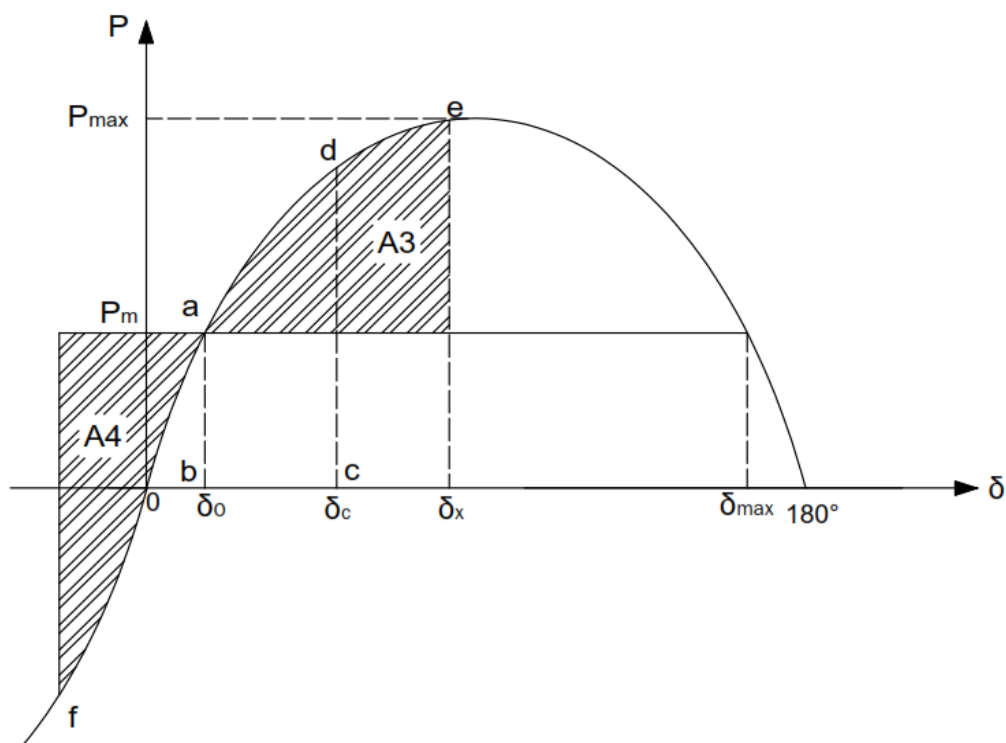


Figura 7.5. Áreas proporcionales de energía como resultado de la oscilación del ángulo del rotor tras recuperación de la falla, en la curva de potencia vs ángulo.

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 7.5 se observa que entre el punto a y f, la potencia mecánica es mayor a la eléctrica, teniendo nuevamente potencia acelerante positiva, entonces la velocidad se incrementa nuevamente hasta que alcanza la síncrona en el punto f, punto que se determina por la condición de que las áreas A_3 y A_4 sea iguales. Si no se hubiese amortiguamiento la oscilación continuaría indefinidamente siguiendo la secuencia f-a-e, e-a-f, alcanzando velocidad síncrona en los puntos e y f.

Este principio se lo conoce como el criterio de igualdad de áreas que permite determinar la estabilidad de un generador en condiciones transitorias sin resolver la ecuación de oscilación.

7.6 ÁNGULO Y TIEMPO CRÍTICO DE APERTURA.

En la figura 7.3 se nota que el área A_1 depende del tiempo que tome despejar la falla, δ_c se incrementa en función de este tiempo, el criterio de áreas iguales requiere que A_2 también se incremente para que el rotor alcance la velocidad síncrona, lo que conlleva que δ_x también crezca pudiendo llegar a sobrepasar el ángulo de máxima potencia δ_{max} .

Si la liberación de la falla se prolonga de tal manera que el ángulo del rotor oscile más allá de δ_{max} , la velocidad del rotor será mayor a la síncrona cuando la potencia acelerante sea positiva y el ángulo δ crecerá indefinidamente provocando inestabilidad. Por lo tanto, existe un ángulo límite para liberar la falla y satisfacer el criterio de igualdad de áreas sin perder estabilidad. Este es conocido como ángulo crítico δ_{cr} , y el correspondiente tiempo para despejar la falla como tiempo crítico t_{cr} .

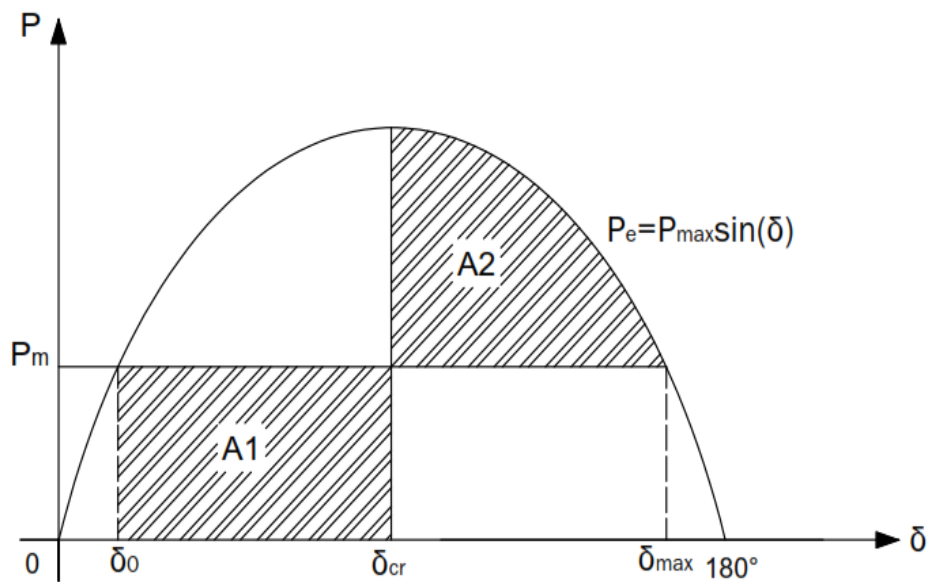


Figura 7.6. Criterio de igualdad de áreas para determinar el ángulo crítico de despeje de falla, en la curva de potencia vs ángulo.

Fuente: Elaboración propia.

Para determinar δ_{cr} y t_{cr} se calculan las áreas A_1 y A_2 y hacer cumplir la condición de igualdad de estas. En la figura 7.6 se puede apreciar que:

$$A1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} P_m dt = P_m (\delta_{cr} - \delta_0) \quad [7.31]$$



$$A2 = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} (P_{max} \sin \delta - P_m) dt = -P_{max}(\cos \delta_{max} - \cos \delta_{cr}) - P_m(\delta_{max} - \delta_{cr}) \quad [7.32]$$

Igualando las áreas y despejando el ángulo crítico se tiene:

$$\cos \delta_{cr} = \frac{P_m}{P_{max}} (\delta_{max} - \delta_{cr}) + \cos \delta_{max} \quad [7.33]$$

Considerando que:

$$\delta_{max} = \pi - \delta_0$$

$$P_m = P_{max}(\delta_{cr} - \delta_0)$$

El ángulo crítico queda establecido por:

$$\delta_{cr} = \cos^{-1}[(\pi - 2\delta_0) \sin \delta_0 - \cos \delta_0] \quad [7.34]$$

Una vez encontrado el ángulo crítico, se puede demostrar que el tiempo crítico es igual a:

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{cr} - \delta_0)}{\omega_s P_m}} \quad [7.35]$$

7.7 MODELO PARA ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.

El sistema bajo estudio presenta la configuración que se observa en la figura 7.7. En base a este esquema, se realizan las consideraciones necesarias para el estudio de estabilidad transitoria.

La primera consideración es que debido al tamaño de las unidades de Saymirín V y a la robustez de la barra de alta tensión de la S/E 7 por tener conexión directa con la S/E Cueva e indirecta (a través de la S/E 4) con al S/E Sinincay, esta barra puede considerarse como una barra infinita frente a las unidades mencionadas.

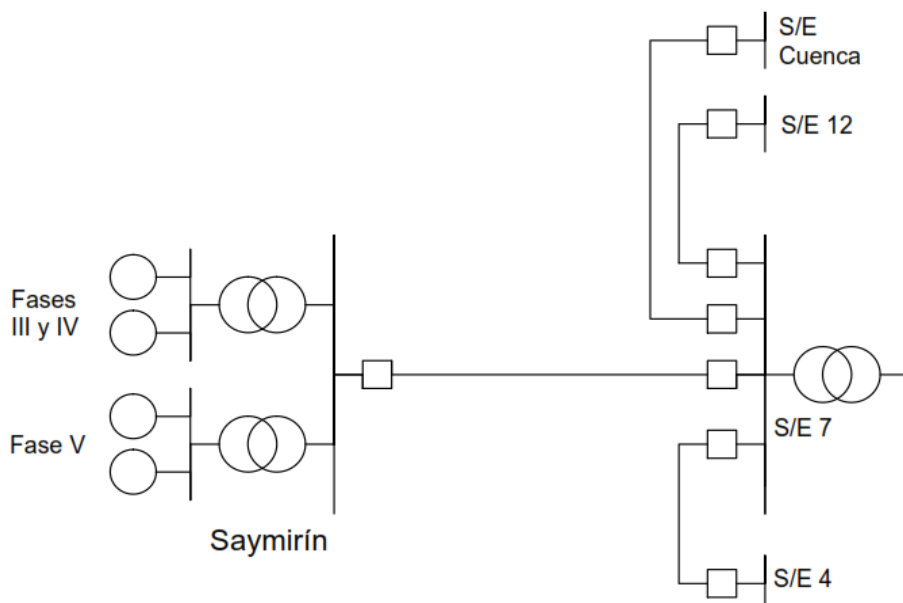


Figura 7.7. Esquema eléctrico del área de influencia de Saymirín V.

Fuente: Elaboración propia.

Para el estudio se aplica el criterio de igualdad de áreas con el objetivo de establecer los ángulos y tiempos críticos aproximados de despeje de fallas trifásicas en las barras de alta y bajatensión de Saymirín V. El estudio se realiza bajo la consideración de que una sola de las unidades está en línea, y que las unidades de las fases III y IV están desconectadas. Así el esquema utilizado es el que se observa en la figura 7.8.

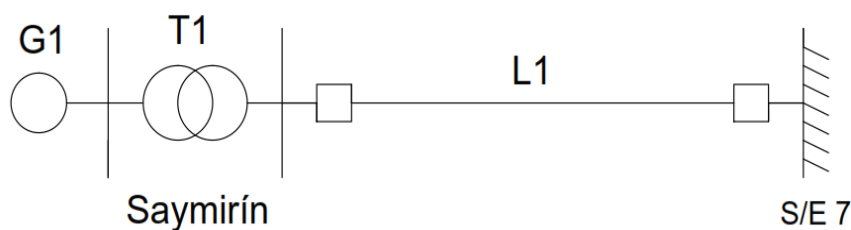


Figura 7.8. Esquema eléctrico simplificado de una unidad de Saymirín V frente a la S/7 como barra infinita.

Fuente: Elaboración propia.

El cálculo se realiza para el caso de más crítico de operación de la unidad, esto es generando con su sobrecarga permitida de 10%, y su factor de potencia nominal. 0.9, se desprecian las resistencias del generador, transformador y también de la línea. El diagrama unifilar del modelo bajo estudio se observa en la figura 7.9.

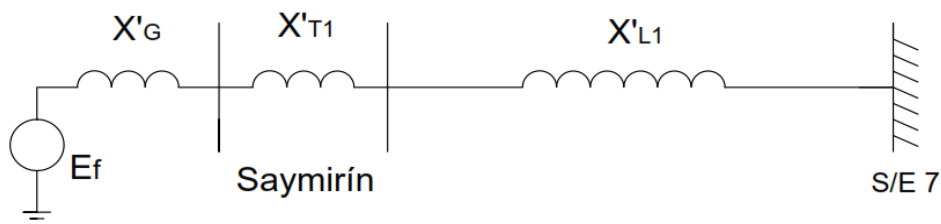


Figura 7.9. Diagrama unifilar una unidad de Saymirín V frente a la S/E 7 como barra infinita.

Fuente: Elaboración propia.

7.8 DETERMINACIÓN DEL ANGULO Y TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE DE LAS FALLAS.

En primera instancia se determinara la constante H del generador.

Siempre que un generador va acoplado a una máquina motriz (hidráulica, de vapor o de gas), es necesario conocer el denominado factor de inercia o GD^2 de las partes rotativas. En esta expresión, común entre los constructores de máquinas, D representa un determinado diámetro en metros y G el peso en kg.

GD^2 se trata de una magnitud mecánica necesaria para estudiar el sistema regulador de velocidad de las turbinas hidráulicas y valorar las variaciones de velocidad a que está sometida la máquina cuando la carga varía súbitamente, también se usa para realizar el estudio de operación en paralelo de los generadores.

El momento de inercia del generador J ($\text{kg}\cdot\text{m}^2$) es el producto de la masa rodante por el cuadrado del radio de giro, y es una medida de la resistencia que ofrece un cuerpo a un cambio en su movimiento de rotación alrededor de un eje dado, esta magnitud es utilizada para los siguientes cálculos.

Reemplazando en la expresión de GD^2 el peso dado en kg por la relación $p=mg$ se obtiene:

$$GD^2 = mgD^2 = mg4R^2$$

$$J = m \times R^2 = \frac{GD^2}{4} \quad [7.36]$$

Es decir el momento de inercia J se obtiene dividiendo el GD^2 en $\text{kg}\cdot\text{m}^2$ entre 4.

De la información brindada por CEDHI en el documento de ingeniería de detalle, se toman los siguientes datos:

- Rodete (GD^2) = 590 $\text{kg}\cdot\text{m}^2$.



- Rotor ($J=GD^2/4$) = 2.372 kg-m².
- Volante de inercia = ($J=GD^2/4$): 365 kg-m².

Como se observa el momento de inercia del rotor y del volante están dados de forma apropiada, mientras que del rodete se tiene GD^2 . Para obtener la inercia total de la unidad se divide GD^2 del rodete para 4 y se suma a los otros dos.

$$J = \frac{590}{4} + 2.372 + 365 = 2.884,5 \text{ [kg} \cdot \text{m}^2\text{]}$$

La constante de inercia de la maquina es entonces:

$$M = J\omega_m = 2884,5 \text{ (kg m}^2\text{)} \times (2\pi \times 60) \left[\frac{\text{rad} - \text{mec}}{\text{s}} \right] = 1'087.430,88 \text{ [J} \cdot \text{rad} - \text{seg}]$$

$$M = J\omega_m = 1,087 \text{ [MJ} \cdot \text{rad} - \text{seg}]$$

Sustituyendo este valor en la ecuación 7.11 se tiene:

$$H = \frac{\frac{M\omega_{sm}}{2}}{S_n} = \frac{1,087 \times (2\pi \times 60)}{4,2} = 48,78 \left[\frac{\text{MJ}}{\text{MVA}} \right]$$

Los datos de los elementos del sistema son las siguientes:

Generador:

$$H = 48,78 \text{ (MJ/MVA).}$$

$$S = 4,2 \text{ MVA.}$$

$$V = 6,3 \text{ kV.}$$

$$X'_d = 0,2187 \text{ pu.}$$

$$\text{FP} = 0,9.$$

Transformador:

$$X'_t = 0,077 \text{ pu.}$$

$$S = 8,61 \text{ MVA.}$$

$$V = 6,3/69 \text{ kV.}$$

Línea de transmisión:

$$X_L' = 5 \Omega$$



Considerando que H fue calculada con la potencia nominal del generador, se utiliza esta potencia como base para el estudio. Ahora haciendo los cambios de base de las reactancias de transformador y línea se tiene:

$$X'_t = 0,077 \times \frac{4,2}{8,61} = 0,0375 \text{ pu}$$

$$X'_L = 5 \times \frac{4,2}{69^2} = 0,00441 \text{ pu}$$

Los valores de la ecuación potencia-ángulo para el generador operando con 10% de sobrecarga a FP nominal y tomando la tensión de la barra infinita como $1\angle 0^\circ$ son los siguientes:

$$X = X'_d + X'_L + X'_t = 0,2187 + 0,0375 + 0,00441 = 0,2606 \text{ pu}$$

$$\vec{S} = 1,1\angle \cos^{-1} 0,9 = 1,1\angle 25,84^\circ \text{ pu}$$

$$\vec{I} = \frac{\vec{S}}{\vec{V}} = \frac{1,1\angle 25,84^\circ}{1\angle 0^\circ} = 1,1\angle -25,84^\circ \text{ pu}$$

$$\vec{E} = \vec{V} + jX\vec{I} = 1\angle 0^\circ + j0,2606(1,1\angle -25,84^\circ) = 1,154\angle 12,91^\circ \text{ pu}$$

$$P_e = \frac{E'V_\infty}{X} \sin \delta = \frac{1 \times 1,154}{0,2606} \sin \delta = 4,43 \sin \delta$$

El punto de operación inicial corresponde al ángulo:

$$P_e = 4,43 \sin \delta_0 = 1,1 \times 0,9$$

$$4,43 \sin \delta_0 = 0,99$$

$$\delta_0 = \sin^{-1} \frac{0,99}{4,43} = 0,223 \text{ rad} = 12,8^\circ$$

Al acontecer una falla trifásica franca en el sistema, el ángulo crítico de despeje se encuentra reemplazando δ_0 en la ecuación 7.34.

$$\delta_{cr} = \cos^{-1}[(\pi - 2 \times 0,223) \sin 0,223 - \cos 0,223] = 1,96 \text{ rad} = 112,3^\circ$$

Y el correspondiente tiempo crítico de despeje de la falla lo se encuentra reemplazando δ_{cr} en la ecuación 7.35.



$$t_{cr} = \sqrt{\frac{4 \times 48,78(1,96 - 0.223)}{2\pi \times 60 \times 0,99}} = 0.953 \text{ seg}$$

Al haber despreciado las resistencias de los elementos del sistema los resultados obtenidos tienen validez tanto para fallas en las barras de alta y baja tensión y así como en cualquier punto de la línea de transmisión.

Considérese que estos valores son únicamente ilustrativos y son una primera aproximación a los verdaderos valores que deberán ser obtenidos mediante un estudio detallado de estabilidad que involucre un esquema multimaquina en diversas condiciones de operación y para diferentes fallas.



8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

En el presente capítulo se presenta un análisis del trabajo realizado y de los resultados obtenidos sobre la base de los objetivos planteados al inicio del mismo.

El realizar una propuesta de configuraciones para la nueva fase V de la central hidroeléctrica Saymirín ha requerido un gran trabajo de investigación y recolección de información que permita establecer las bases del sistema de protección requerido. A lo largo del trabajo se expone la información obtenida de diferentes fuentes que ha permitido llevar a cabo la propuesta de ajustes de protección de los generadores, transformador de potencia, barra colectora y línea de transmisión de la central.

Así mismo, se ha hecho uso de la literatura especializada en protecciones eléctricas, las normas internacionales y los manuales de los equipos de protección para establecer los lineamientos que brinden una base de sustento adecuada para los ajustes y la coordinación de protecciones basada en el vasto conocimiento y experiencia que en este material se encuentra.

Las peculiaridades de cada uno de los elementos de potencia protegidos, la configuración de la central, la topología de la red en la cual se conecta, la especificidad que cada equipo requiere para su protección, han presentado importantes retos, mismos que han sido afrontados para lograr la consecución de los objetivos de este trabajo de tesis.

8.1 CONCLUSIONES.

Tras el trabajo realizado en el desarrollo del presente documento se han llegado a las siguientes conclusiones:

- La incorporación de la fase V de la central Saymirín permitirá aprovechar más eficientemente el recurso hídrico hasta ahora utilizado por las fases I y II, repotenciando la central con un incremento de potencia aproximado de 1,16 MW con el mismo caudal.
- El tema de las protecciones para los sistemas eléctricos de potencia tiene gran relevancia, misma que se ve reflejada en los grandes avances en el desarrollo de técnicas y dispositivos de protección que ha experimentado esta área.
- La incorporación de Dispositivos inteligentes electrónicos (IED) y en particular los relés numéricos digitales, en la protección de los sistemas eléctricos de potencia facilita su implantación, al reducir la cantidad de



conexionado y espacio requeridos, y por tener una mejor adaptabilidad tanto con los sistemas y equipos protegidos como con los sistemas de control y adquisición de datos; así mismo permiten incorporar más y mejores técnicas de protección y en un solo dispositivo, mejorando así la confiabilidad del sistema de protección.

- DlgSILENT Power Factory es una poderosa herramienta para el estudio de sistemas eléctricos de potencia, el software abarca una amplia gama de módulos para el estudio de distintos aspectos de los sistemas, de los cuales se han usado para este trabajo los de flujos de potencia, análisis de cortocircuitos y ajuste de relés de distancia, los mismos facilitaron en gran medida el ajuste de las protecciones.
- Con los datos obtenidos de los generadores, transformador de potencia, cable aislado XLPE y línea de transmisión, se realizó un modelo eléctrico adecuado de la central que se conecta a la red subtransmisión de la CENTROSUR en DlgSILENT Power Factory, esto permitió realizar el estudio de flujos de potencia, cortocircuitos y simulaciones puntuales para el ajuste de las protecciones de cada uno de los elementos protegidos.
- Con el estudio de flujos de potencia se pudo determinar que el retiro de las fases I y II, incluida la línea de 22 kV que enlaza éstas con la S/E 4, y la entrada en operación de la fase V, no presenta inconvenientes de sobrecarga o niveles de tensión inadecuados en las instalaciones de la central ni en la red de subtransmisión de la CENTROSUR.
- El estudio de cortocircuitos determinó los niveles de falla en las instalaciones de la central, línea de transmisión y red cercana, también determinó los niveles de aporte de las unidades de generación, transformador de potencia y línea de transmisión de la fase V para estas fallas. Información que se considera para la propuesta de ajuste de las protecciones.
- Considerando los requerimientos de ELECAUSTRO, normas internacionales y las recomendaciones de la literatura especializada en materia de protecciones para sistemas eléctricos de potencia, se determinó la implantación de las siguientes funciones de protección para los elementos de Saymirín V:

Generador.

- Protección diferencial 87G.



- Protección de sobrecarga térmica 49.
- Protección térmica de secuencia de fase inversa 46T.
- Protección de potencia inversa 32.
- Protección de pérdida de campo 40.
- Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V.
- Protección de bajatensión 27.
- Protección de sobretensión 59.
- Protección de frecuencia anormal 81.
- Protección de falla a tierra del rotor 64R.
- Protección direccional de sobrecorriente de falla a tierra 67N.
- Supervisión de los transformadores de tensión 60.

Transformador.

- Protección diferencial de transformador de tres terminales 87T.
- Protección contra bajatensión 27.
- Protección contra sobretensión 59.
- Protección temporizada contra sobrecorriente por fallas entre fases y a tierra 51/51N.
- Protección instantánea contra sobrecorriente para fallas entre fases y a tierra 50/50N.
- Protección direccional contra sobrecorriente de fases y a tierra 67/67N.
- Protección contra falla del interruptor 50BF.

Barra de 69 kV.

- Protección diferencial de barra 87B.
- Protección contra fallo de interruptores 50BF.

Línea de transmisión.

- Protección diferencial de tres terminales 87.
 - Protección contra sobrecorriente de fases 50/51.
 - Protección contra sobrecorriente de tierra 50N/51N.
 - Protección direccional de sobrecorriente de fases y tierra 67/67N.
 - Protección contra bajatensión 27.
 - Protección contra sobretensión 59.
 - Protección contra falla del interruptor 50BF.
- La propuesta de ajustes para las protecciones definidas para el generador se realizó exitosamente, exceptuando la protección contra sobrecarga térmica (49) cuyo ajuste requiere datos de temperatura de los devanados del generador en funcionamiento, mismos que no han sido entregados aún por el fabricante del mismo; y la protección contra



falla a tierra del rotor (64R) que para completar su ajuste requiere la medición en campo de la resistencia de restricción, misma que se debe realizar durante la puesta en marcha de la central.

- La propuesta de ajustes para las protecciones definidas para el transformador se la realizó con éxito, implementando la protección diferencial de tres terminales como principal y la protección de sobrecorriente direccional de fases y de tierra como respaldo.
- La propuesta de ajuste para las protecciones de la barra de 69 kV se realizó adecuadamente estableciendo la protección diferencial como principal y la detección de falla de interruptor como respaldo.
- La propuesta de ajustes para las protecciones de la línea de transmisión se la realizó con éxito, excepto la protección de distancia (21) que no pudo ser aplicada de forma adecuada sobre la línea. Se implantó la protección diferencial de tres terminales como protección principal y la protección de sobrecorriente direccional de fases y de tierra como respaldo.
- La protección de distancia no pudo ser implantada sobre la línea debido a problemas de subalcance, por efecto de la alimentación intermedia que se produce al conectar la central Saucay a la S/E 19 y formarse una configuración en estrella con Saymirín y la S/E 7, esta condición limita la protección de distancia, por lo que no es activada y se optó por usar la protección de sobrecorriente direccional como respaldo.
- La coordinación de las protecciones de sobrecorriente para el generador, transformador y línea de transmisión, se la realizó considerando la adecuada discriminación de fallas entre estos elementos y los ajustes de las protecciones de distancia en las líneas y sobrecorriente de los transformadores de la S/E 7.
- Adicional al presente trabajo de tesis se realizará un resumen ejecutivo que será entregado para uso de ELECAUSTRO, con la finalidad de que puedan contar con un material de consulta práctico sobre los temas desarrollados en este trabajo.

8.2 RECOMENDACIONES.

- La calibración de las protecciones de deberán afinar durante el proceso de puesta en marcha de la central, durante la cual se podrá obtener valores más precisos de muchas variables de ajuste, por medición



directa y por pruebas en campo de los equipos e instalaciones protegidas. Especialmente las reactancias de los generadores y transformadores.

- La propuesta de ajuste de las protecciones tipo unidad del generador y transformador deberán ser usadas como referencia, será el fabricante de éstos equipos quien defina el ajuste final de las protecciones para los mismos, en función de garantizar su integridad y su correcto funcionamiento.
- ELECAUSTRO deberá coordinar con la CENTROSUR la adquisición de los relés para las terminales de Saucay y la S/E 7, para permitir aplicar la protección diferencial de tres terminales para la línea de transmisión y determinar la manera más adecuada de comunicar los relés optimizando el uso de la fibra óptica existente.
- Es importante que dentro de la cátedra de Protecciones Eléctricas se familiarice a los estudiantes con el manejo y configuración de los relés digitales, de modo que al comenzar el ejercicio profesional en el área de protecciones se pueda hacer uso de estos elementos de mejor manera.
- También es importante que el laboratorio de sistemas eléctricos de potencia y protecciones eléctricas, se equipe con relés digitales y se implementen prácticas con este tipo de dispositivos al ser éstos de uso generalizado en los sistemas actuales de protección.



BIBLIOGRAFÍA.

- Industria Sigrama S.A de C.V, Protecciones eléctricas del Generador.
- Harvard Technology Middle East, Advanced Techniques In Power System Protective Relaying, October 09 - 13, 2004.
- ELECAUSTRO, Boletines informativos 1 - 8. Proyecto hidroeléctrico Saymirín V.
- Headquarters, Department Of The Army, Coordinated Power Systems Protection, February 1991.
- Xiaofeng Wan (Ed.), Electrical Power Systems and Computers Volume 3, Selected Papers from the 2011 International Conference on Electric and Electronics (EEIC 2011) in Nanchang, China on June 20–22, 2011.
- Westinghouse Electric Corporation, Electrical Transmission and Distribution Reference Book, Cuarta edición, Pennsylvania 1964.
- Y.G. Paithankar-S.R. Bhide, Fundamentals of Power System Protection, 2003.
- J. Duncan Glover-Mulukutla S. Sarma, Sistemas de Potencia, Análisis y Diseño, Tercera Edición.
- IEEE, IEEE Power Engineering Society, IEEE Guide for AC Generator Protection. IEEE Std C37.102™-2006, New York, 16 February 2007.
- DIgSILENT, PowerFactory User's Manual DIgSILENT PowerFactory Version 14.0, Gomaringen, Germany 2008.
- Schneider Electric, MiCOM P342, P343, P344. Relés de protección para generadores, Manual Técnico.
- General Electric, Multilin™ 350 Feeder Protection System.
- John J. Grainger-William D. Stevenson Jr., Power System Analysis, Edición Internacional 1994.
- P.M. Anderson, Power System Protection. IEEE Power Engineering Society. IEEE Press Power Engineering Series.
- Stanley H. Horowitz- Arun G. Phadke, Power System Relaying, Tercera Edición, Hertfordshire 2008.
- Nasser D. Tleis, Power Systems Modelling and Fault Analysis, Edición Internacional 2008.



- Ahmed Safie Eldin, Practical Introduction to Power System Protection and Control, 2005.
- Faraday Training Centre, Course notes: Protection of Power Systems.
- T. Davies, Protection of Industrial Power Systems, Segunda Edicion, Gran Bretaña 1996.
- Anthony F. Sleva, Protective Relay Principles, Estados Unidos 2009.
- Donald Reimert, Protective Relaying for Power Generation Systems, Estados Unidos 2006.
- Walter A. Elmore, Protective Relaying Theory and Applications, Segunda Edición.
- J. Lewis Blackburn-Thomas J. Domin, Protective Relaying Principles and Applications, Tercera Edicion, Estados Unidos 2007.
- General Electric-C. Russell Manson, The Art & Science of Protective Relaying.
- Beckwith Electric, IEEE- The Power Engineering Education Committee- Power System Relaying Committee, Tutorial IEEE De Protección De Generadores Sincrónicos.
- Alfredo Quiroga F., Estabilidad de Sistemas Eléctricos.
- <http://www.ing.unlp.edu.ar/sisspot/Libros%202007/libros/cme/vol-09/1capit18/cap-18c.htm>
- Francisco M. Gonzalesz-Longatt, Estabilidad de Sistemas de Potencia, Febrero 2006.
- Najera Guevara Adriel, Ajuste Y Coordinación de Protecciones de distancia y Sobrecorriente para Líneas de Transmisión que Comparten el Mismo Derecho De Vía. Instituto Politécnico Nacional-enero 2012.
- Paul M. Anderson, Analysis of Faulted Power Systems. Iowa State University 1973.
- Corporación CENACE, Curso De Protecciones Eléctricas en el Programa de Simulación de redes Eléctricas Digsilent Powerfactory, Medellín, Junio 2010.
- P. Kundur, Power System Stability and Control.



- IEEE, Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines.
- Ing. Miguel Ángel Ricciuto, Selección y Regulación de Protecciones en Sistemas Eléctricos de Distribución y Transmisión Mediante el Software DIgSILENT.
- IEEE -C. Gallego-J. Urresty- J. Gers, Análisis de Fenómenos, que afectan la Protección de Distancia.
- Schneider Electric, MiCOM P642 / 643 / 645 Advanced Transformer Protection and Control, Manual Técnico.
- Schneider Electric, MiCOM P746 Protección de barras colectoras numéricas, Manual Técnico.
- Schneider Electric, MiCOM P543/P544/P545/546 Protección Diferencial de Intensidad, Manual Técnico.
- Margil S. Ramírez Alanis, Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. Nuevo León 2005.
- Samuel Ramírez Castaño, Protección de Sistemas Eléctricos, Primera Edición.
- Francisco M. Gonzalez Longatt-Jairo H. Tortos, Análisis de Sistemas de Protección Empleando DIgSILENT PowerFactory. Manchester UK, Enero 2011.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANEXOS



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANEXO A



ANEXO A.

Nomenclatura ANSI de los dispositivos de protección.

NOMENCLATURA ANSI	<i>Elemento Maestro.</i>
1	Elemento principal.
2	Relé de cierre o arranque temporizado.
3	Relé de verificación o de interbloqueo.
4	Contactor principal.
5	Dispositivo de parada.
6	Interruptor automático de arranque
7	Interruptor automático de ánodo.
8	Dispositivo de desconexión de energía de control.
9	Dispositivo de inversión.
10	Conmutador secuencia.
11	RESERVADO PARA USO FUTURO.
12	Dispositivo de sobre velocidad.
13	Dispositivo de velocidad síncrona.
14	Dispositivo de bajavelocidad.
15	Dispositivo regulador de velocidad o frecuencia.
16	RESERVADO PARA USO FUTURO.
17	Conmutador para puentear el campo serie.
18	Dispositivo de aceleración o desaceleración
19	Contactor de transición Arranque -Marcha.
20	Válvula operada eléctricamente.
21	Relé de distancia.
22	Interruptor igualador.
23	Dispositivo regulador de temperatura.
24	Sobre excitación.
25	Dispositivo de sincronización.
26	Dispositivo térmico.
27	Relé de bajatensión.
28	Detector de llama.
29	Contactor de aislamiento.
30	Relevador anunciador.
31	Dispositivo de excitación independiente.
32	Relé de potencia direccional.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

33	Conmutador de posición.
34	Dispositivo maestro de secuencia.
35	Dispositivo de cortocircuito de las escobillas o anillos rozantes.
36	Dispositivo de polaridad.
37	Relé de bajaintensidad o bajapotencia.
38	Dispositivo térmico de cojinetes.
39	Detector de condición mecánica.
40	Relé de campo.
41	Interruptor de campo.
42	Interruptor de marcha.
43	Dispositivo de transferencia.
44	Relé de arranque de secuencia de unidad.
45	Detector de condiciones atmosféricas.
46	Relé de intensidad de secuencia negativa.
47	Relé de secuencia de fases.
48	Relé de secuencia incompleta.
49	Relé térmico (maquina o transformador).
50	Relé de sobreintensidad instantáneo.
51	Relé de sobreintensidad temporizado.
52	Interruptor de AC.
53	Relé de excitatriz o del generador de DC.
54	RESERVADO PARA USO FUTURO.
55	Relé de factor de potencia.
56	Relé de conexión de campo.
57	Dispositivo de cortocircuito o aterrizamiento.
58	Relé de falla de rectificador de potencia.
59	Relé de sobretensión.
60	Relé de balance de tensión.
61	Relé de parada o apertura temporizada.
62	RESERVADO PARA USO FUTURO.
63	Relé de presión de gas, líquido o vacío.
64	Relé de protección a tierra.
65	Regulador mecánico.
66	Dispositivo de escalonamiento.
67	Relé direccional de sobreintensidad AC.
68	Relé de bloqueo.
69	Dispositivo de supervisión y control
70	Reóstato.
71	Relé de nivel líquido o gaseoso.
72	Interruptor de CC.
73	Contactador de resistencia de carga.
74	Relé de alarma.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

75	Mecanismo de cambio de posición.
76	Relé de sobreintensidad CC.
77	Transmisor de impulsos.
78	Relé de pérdida de sincronismo.
79	Relé de recierre de CA.
80	Relé de flujo líquido o gaseoso.
81	Relé de frecuencia.
82	Relé de recierre CC.
83	Relé de control selectivo o transferencia.
84	Mecanismo de apertura.
85	Relé receptor de ondas portadoras o hilo piloto
86	Relé de enclavamiento.
87	Relé de protección diferencial.
88	Motor o grupo motor - generador auxiliar.
89	Desconectador de línea.
90	Dispositivo regulador.
91	Relé direccional de tensión.
92	Relé direccional de tensión y potencia.
93	Contactor cambiador del campo.
94	Relé de disparo o disparo libre.
95	Usados solo en aplicaciones especiales, donde ninguno de los números anteriormente asignados 1-94 son adecuados.
96	
97	
98	
99	

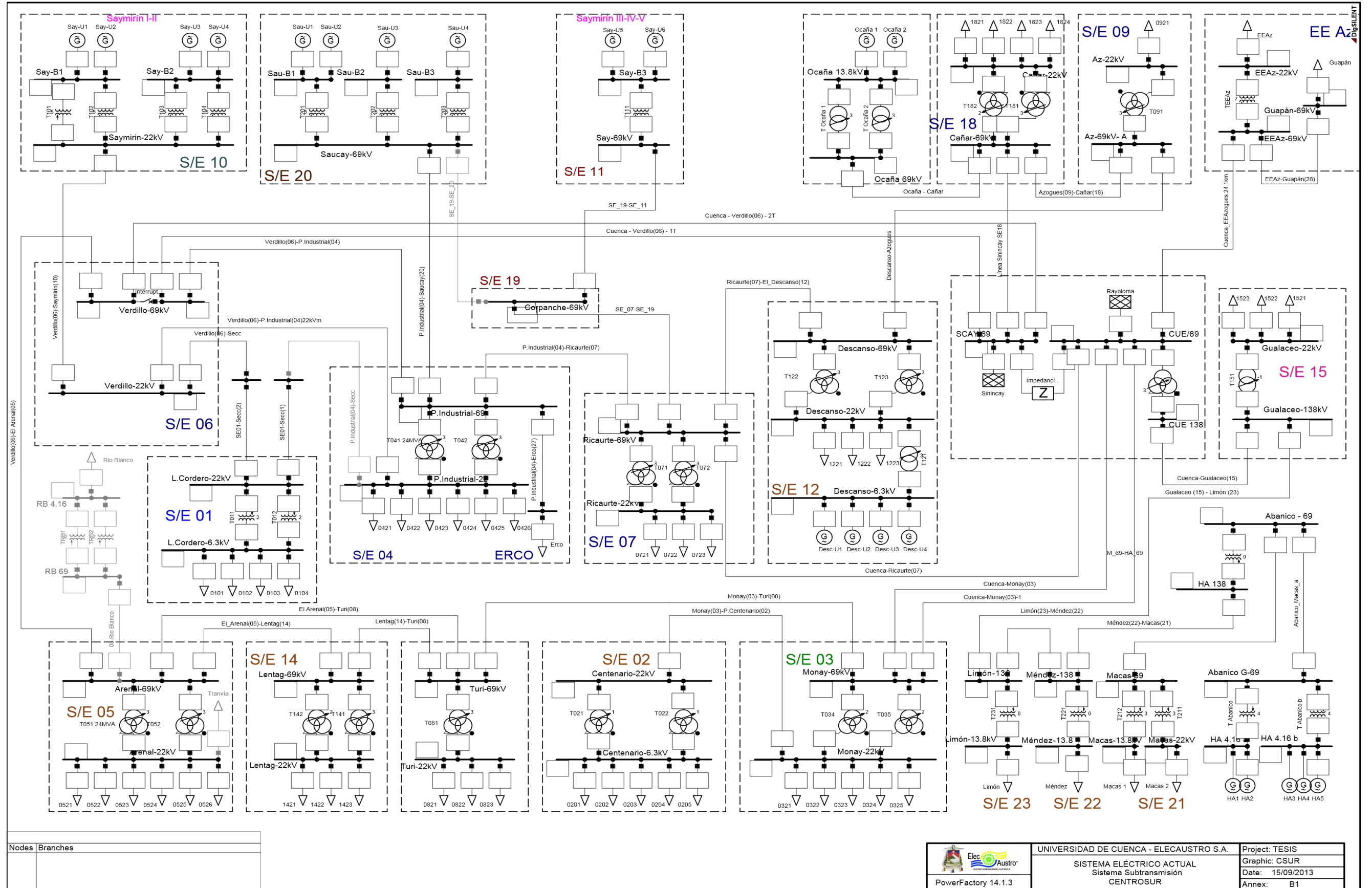


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANEXO B

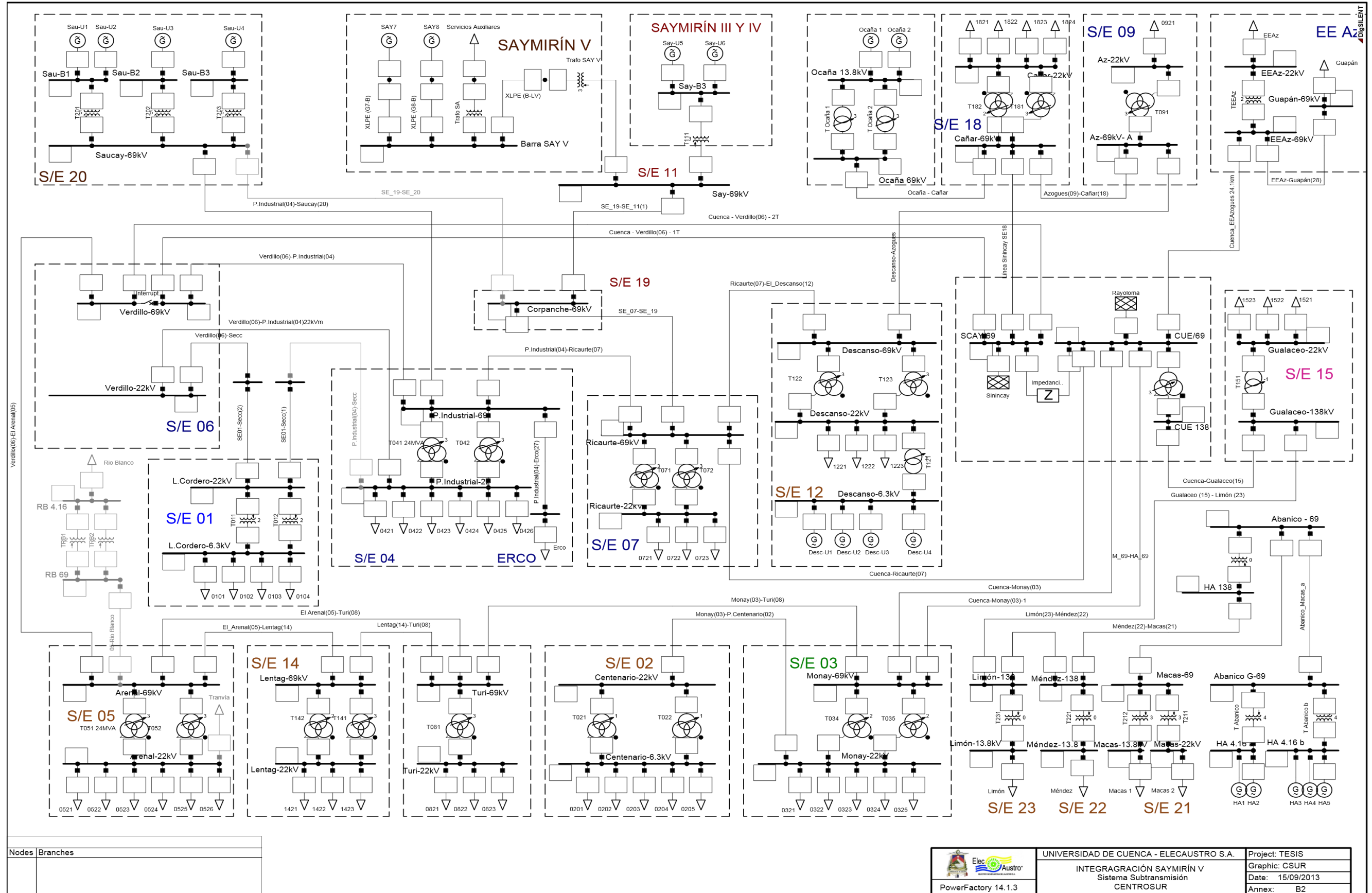


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



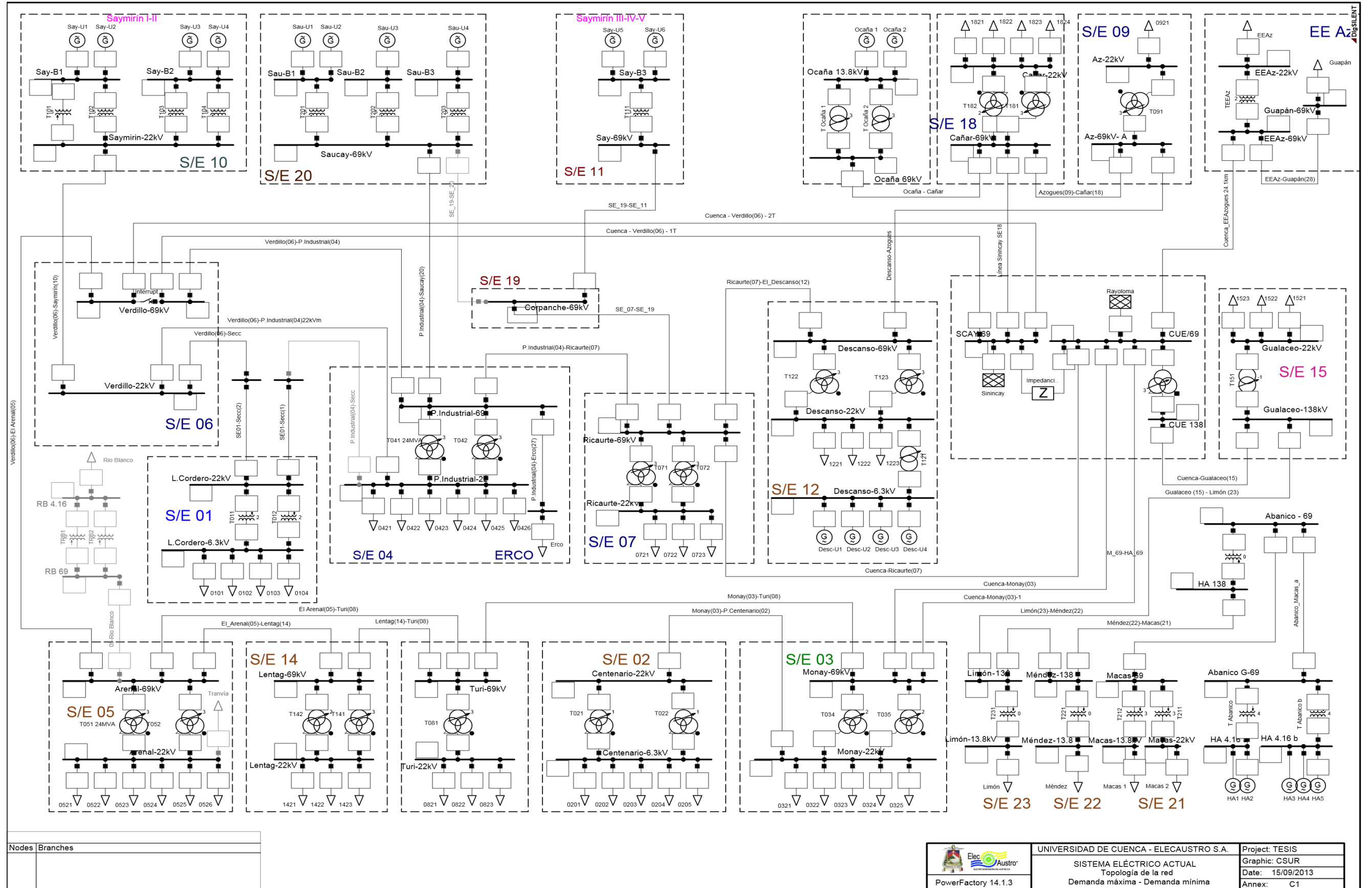


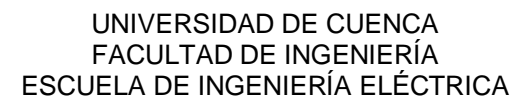
UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

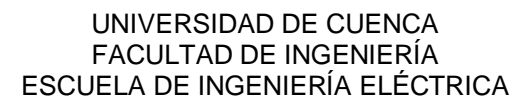
ANEXO C

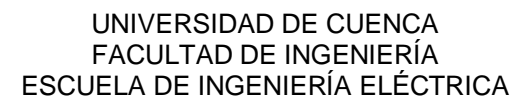


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



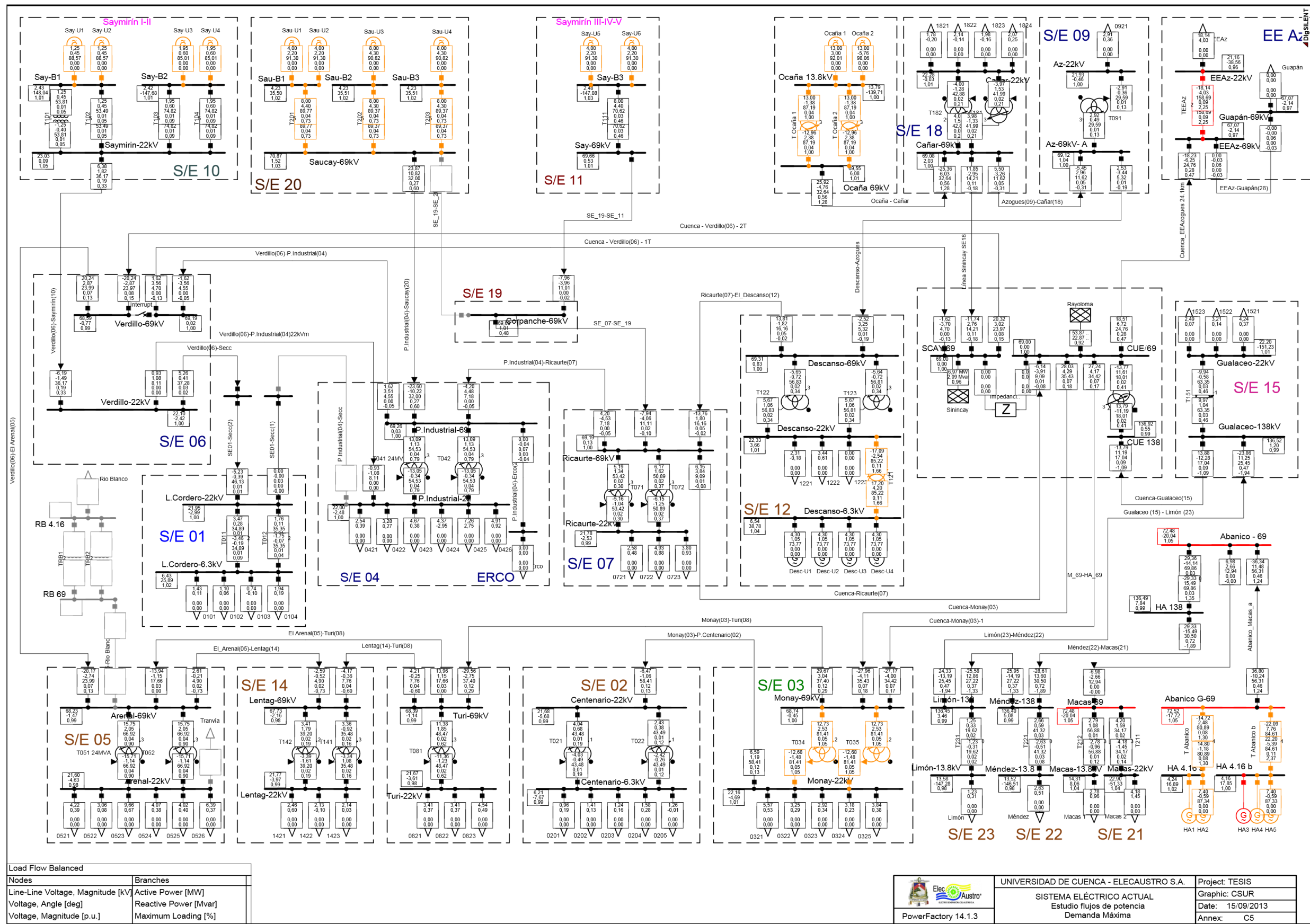






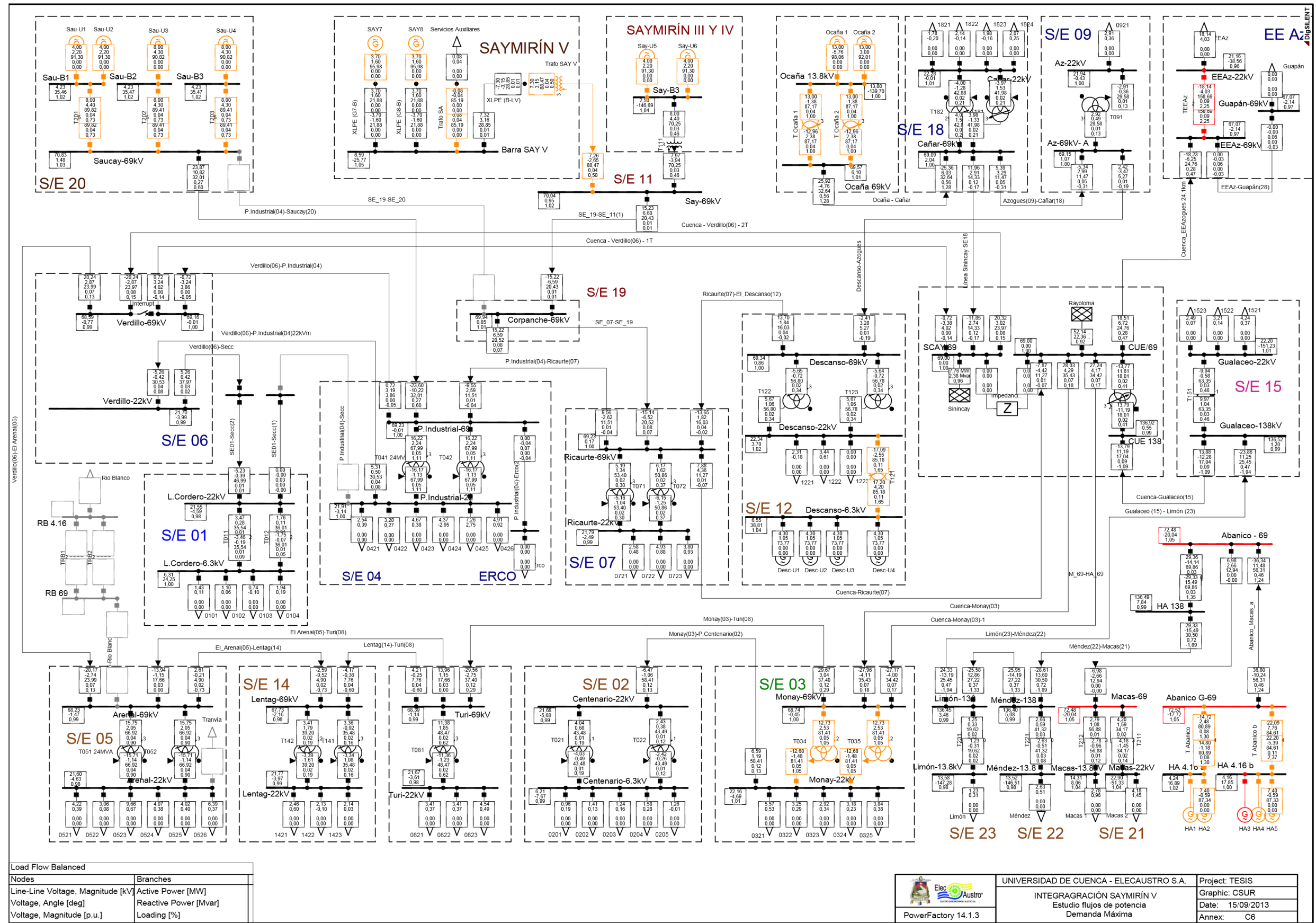


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



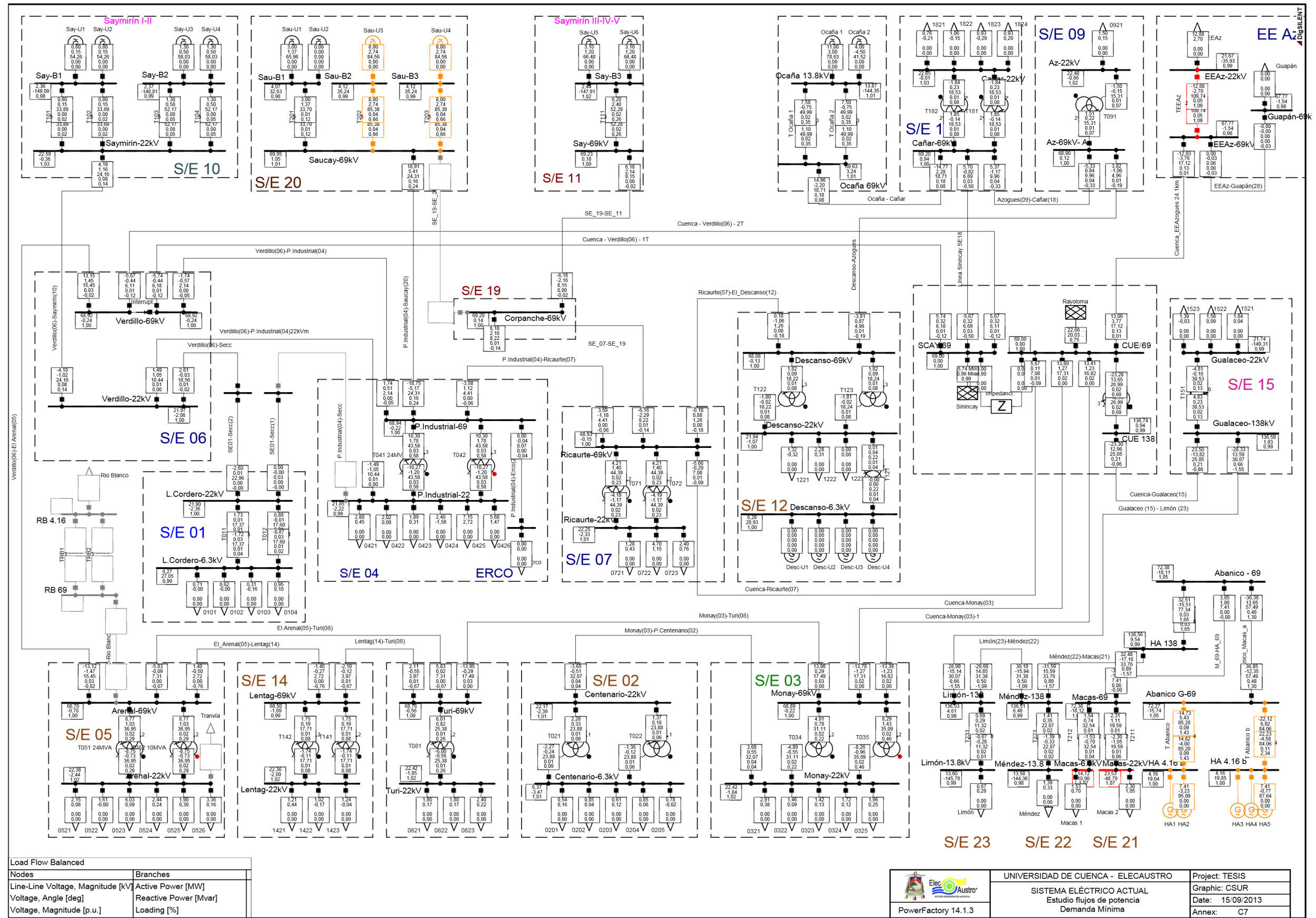


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



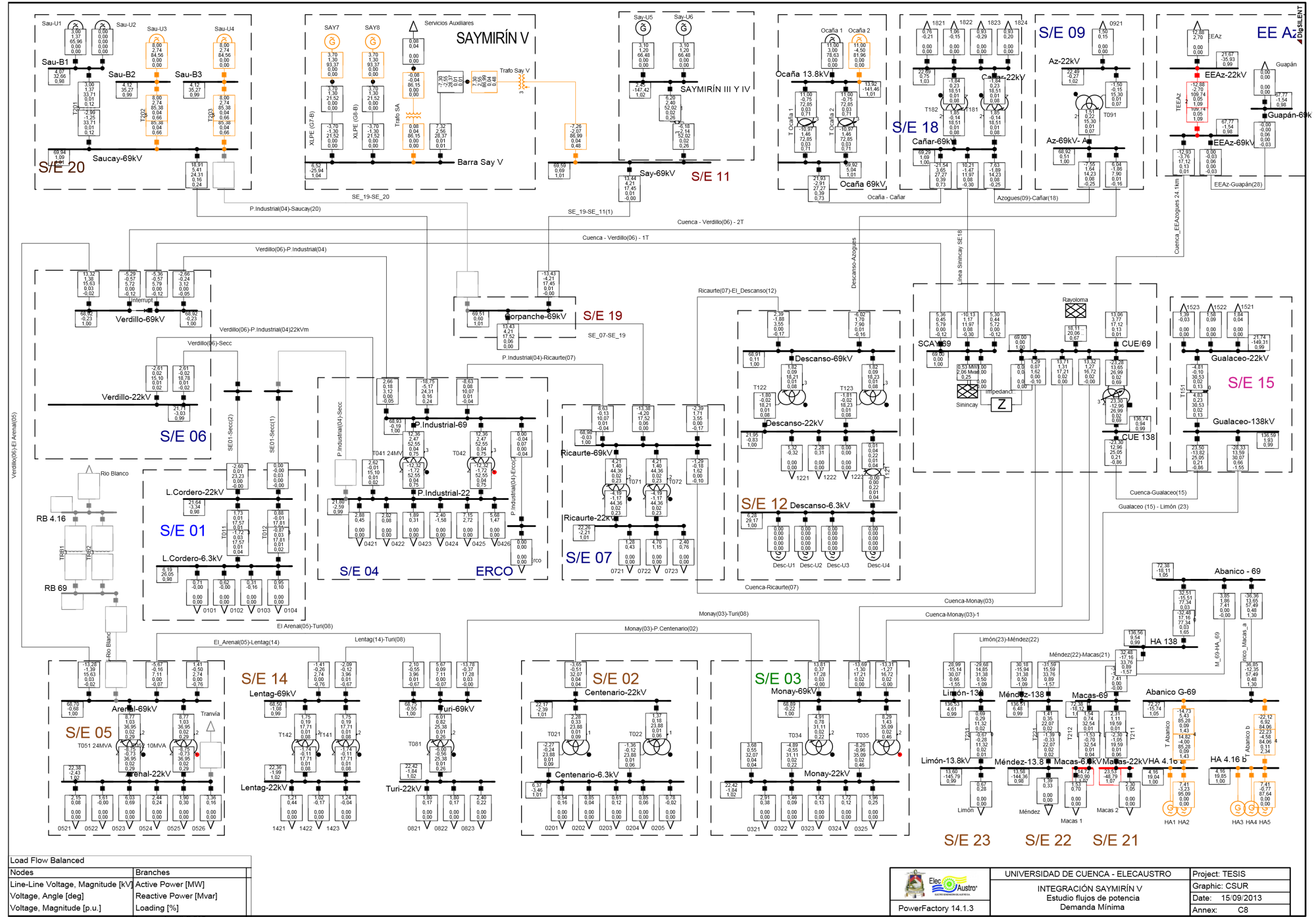


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



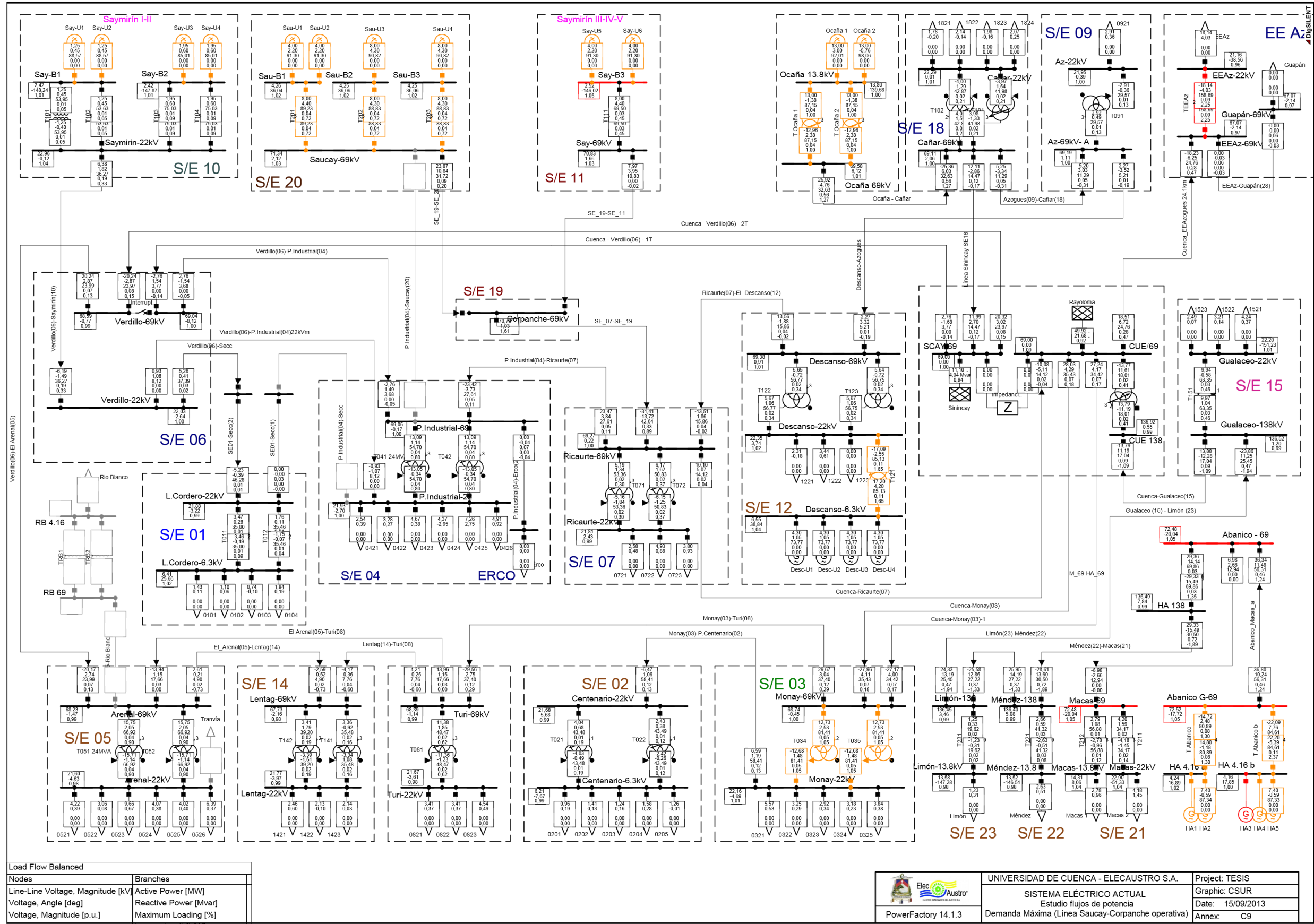


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



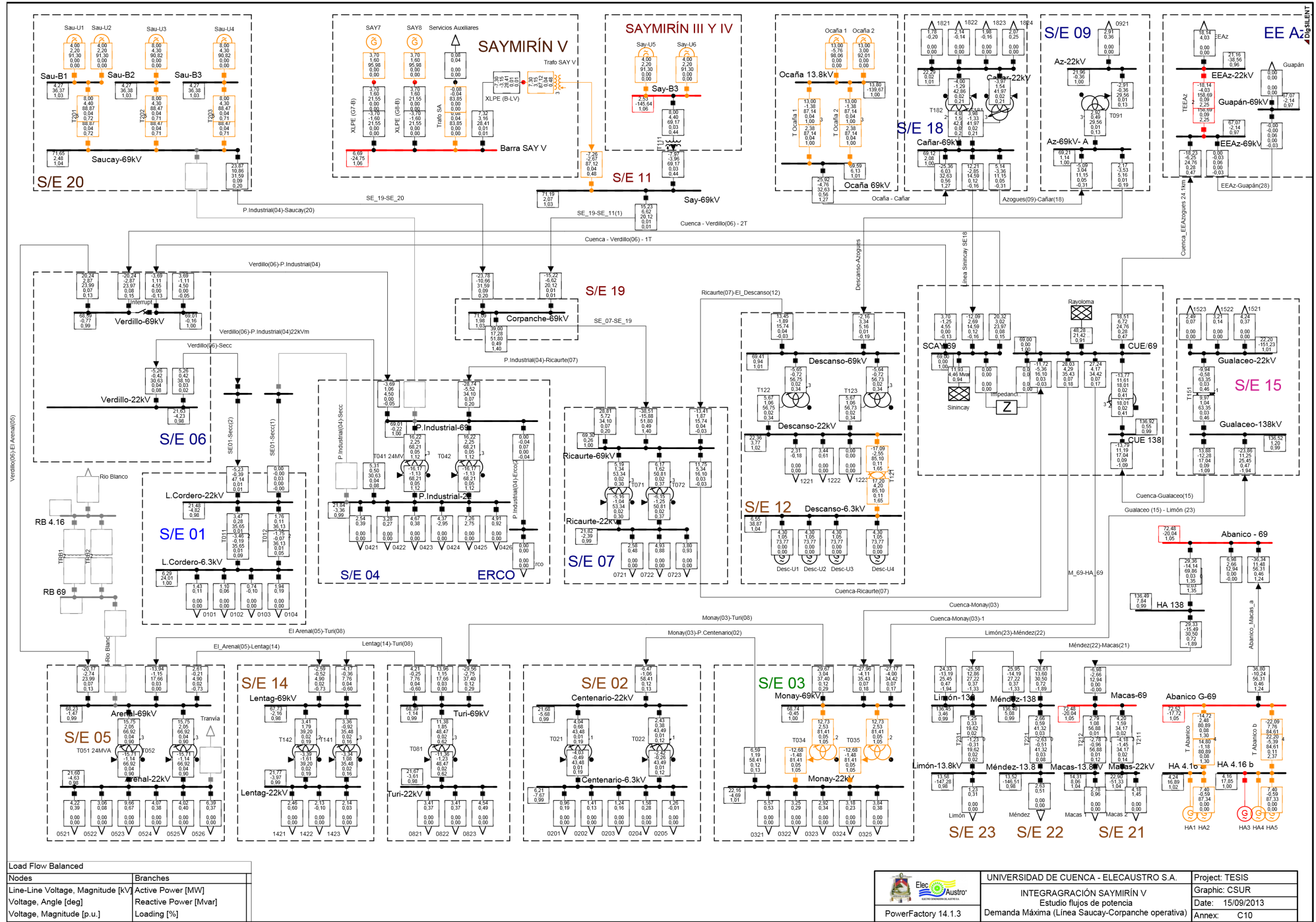


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



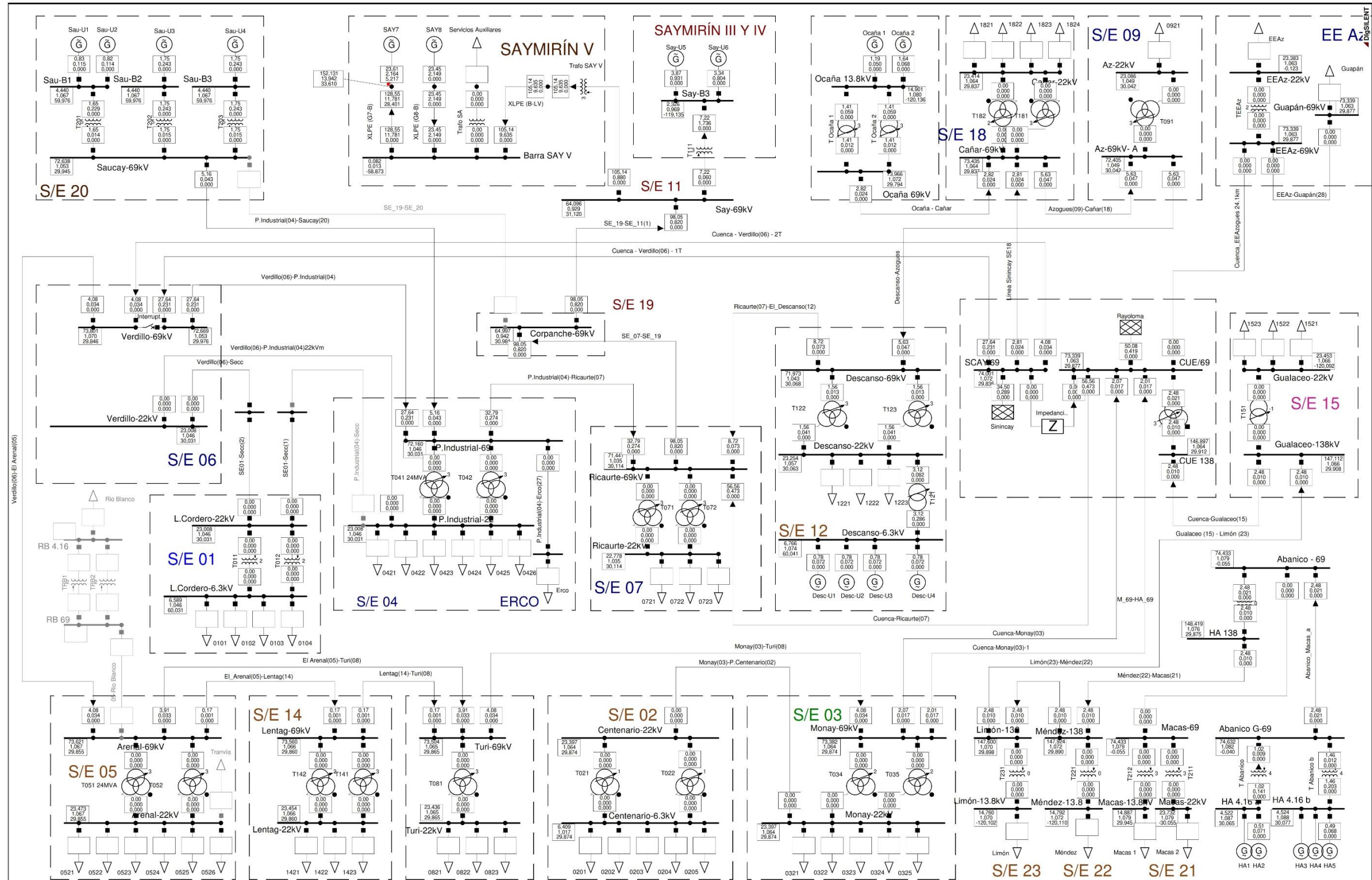


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANEXO D



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Line-Line Voltage, Mag
Initial Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p.
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

PowerFactory 14.1.3

UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

Punto de falla: Borne del generador Say 7

Cortocircuito Trifásico - Intensidad Máxima

Project: TESIS

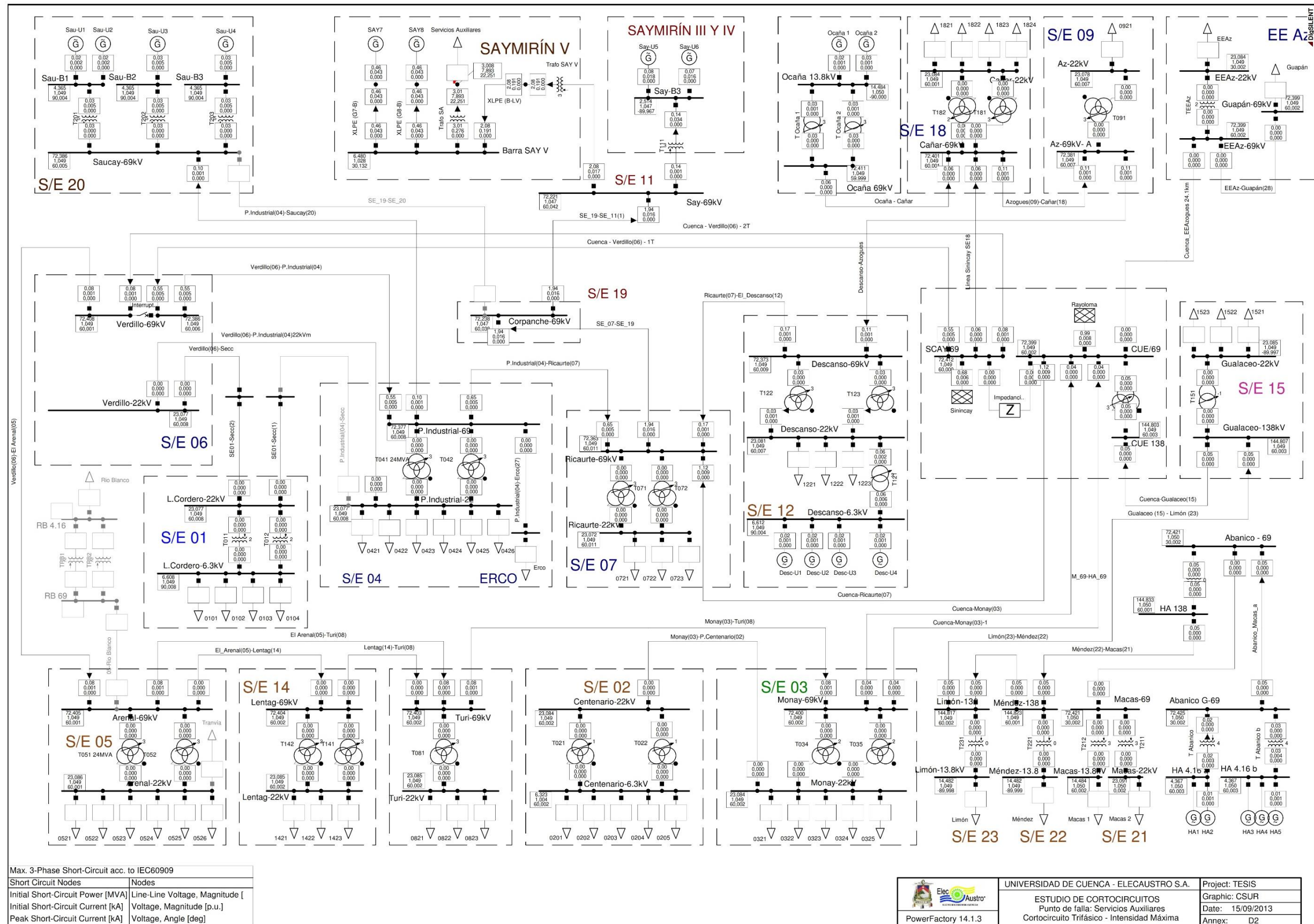
Graphic: CSUR

Date: 15/09/2013

Annex: D1

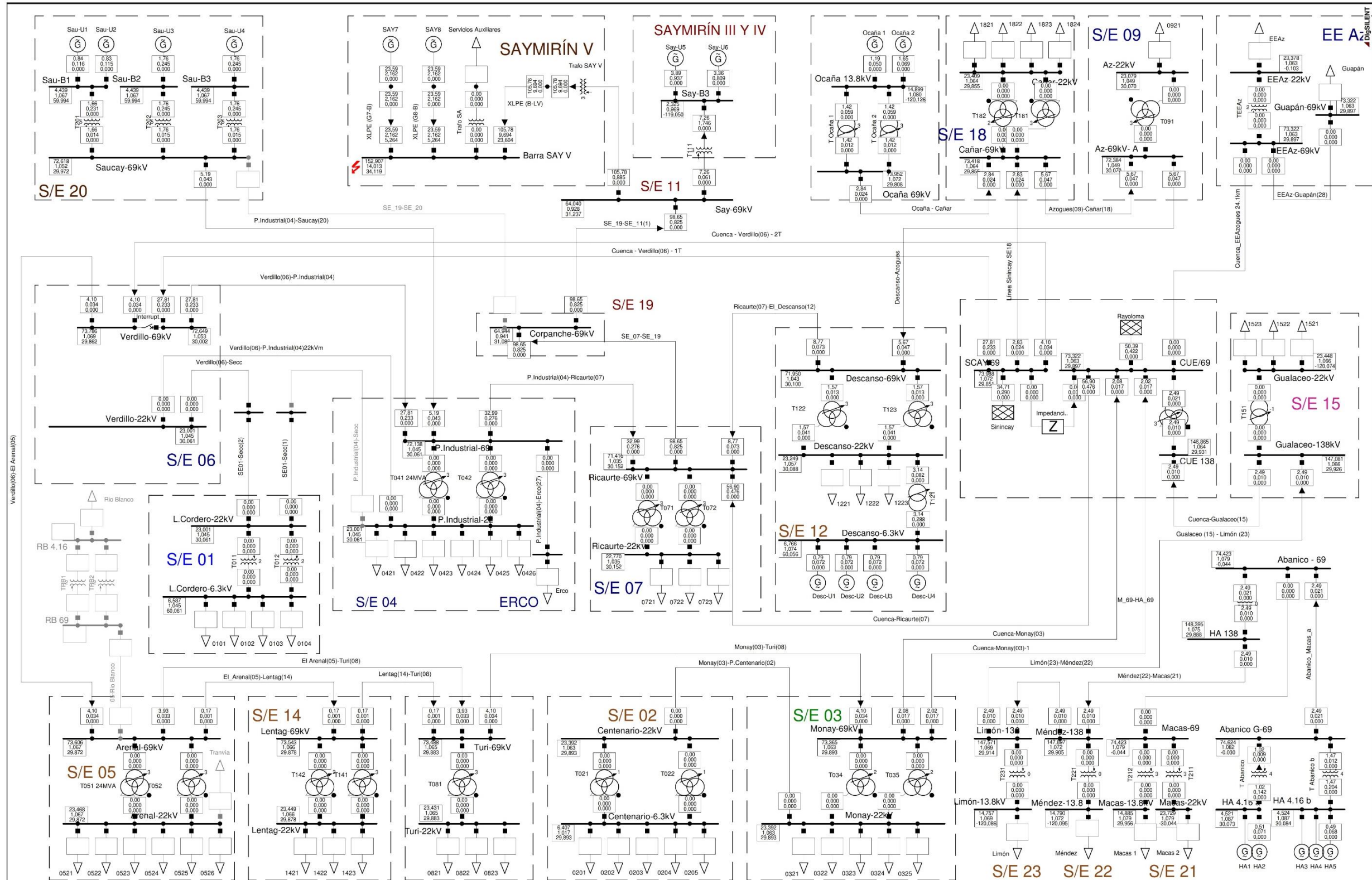


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



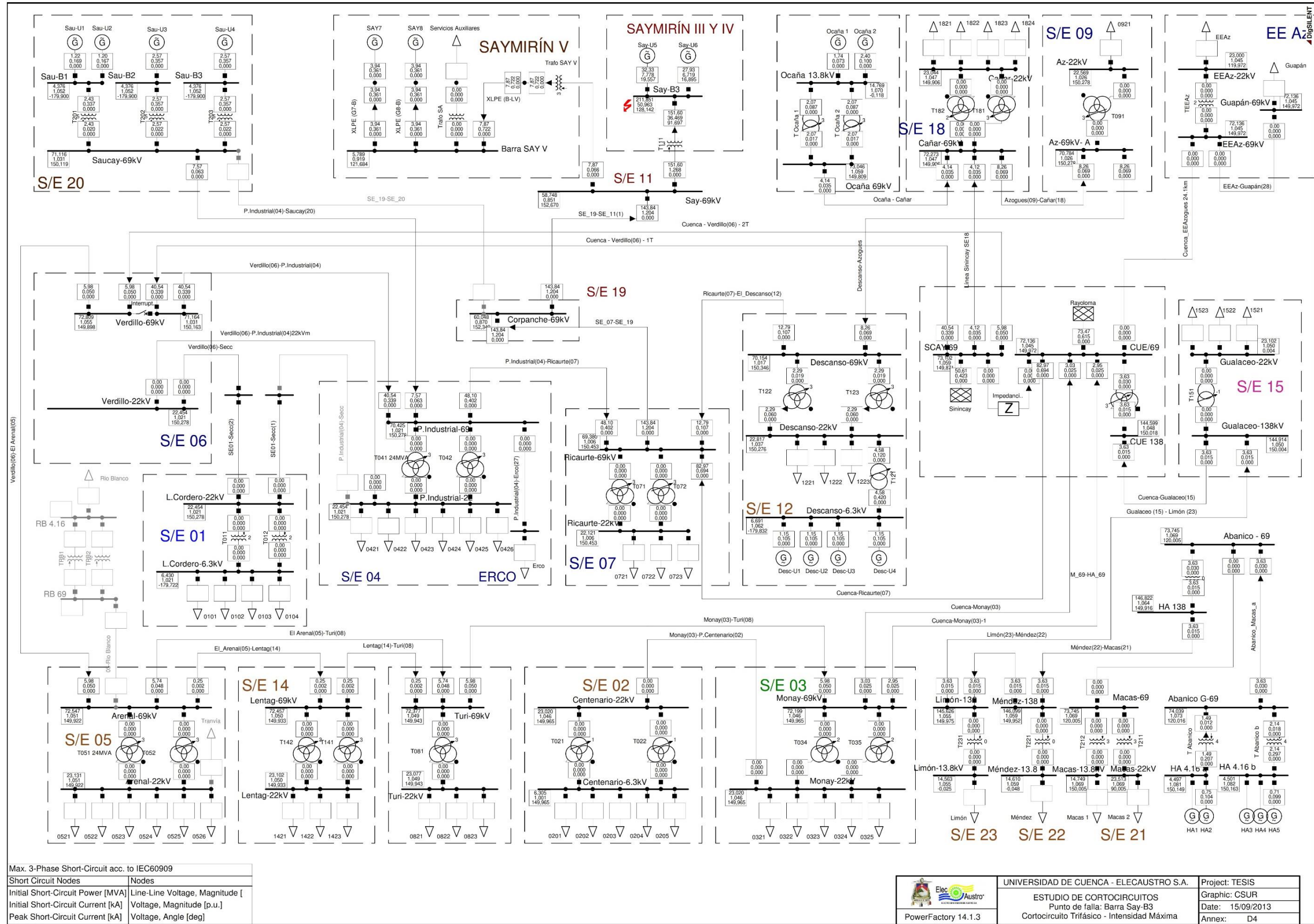
Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Line-Line Voltage, Magnitude [
Initial Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p.u.]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]



UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS	Graphic: CSUR
Punto de falla: Barra SAY V	Date: 15/09/2013
Cortocircuito Trifásico - Intensidad Máxima	Annex: D3

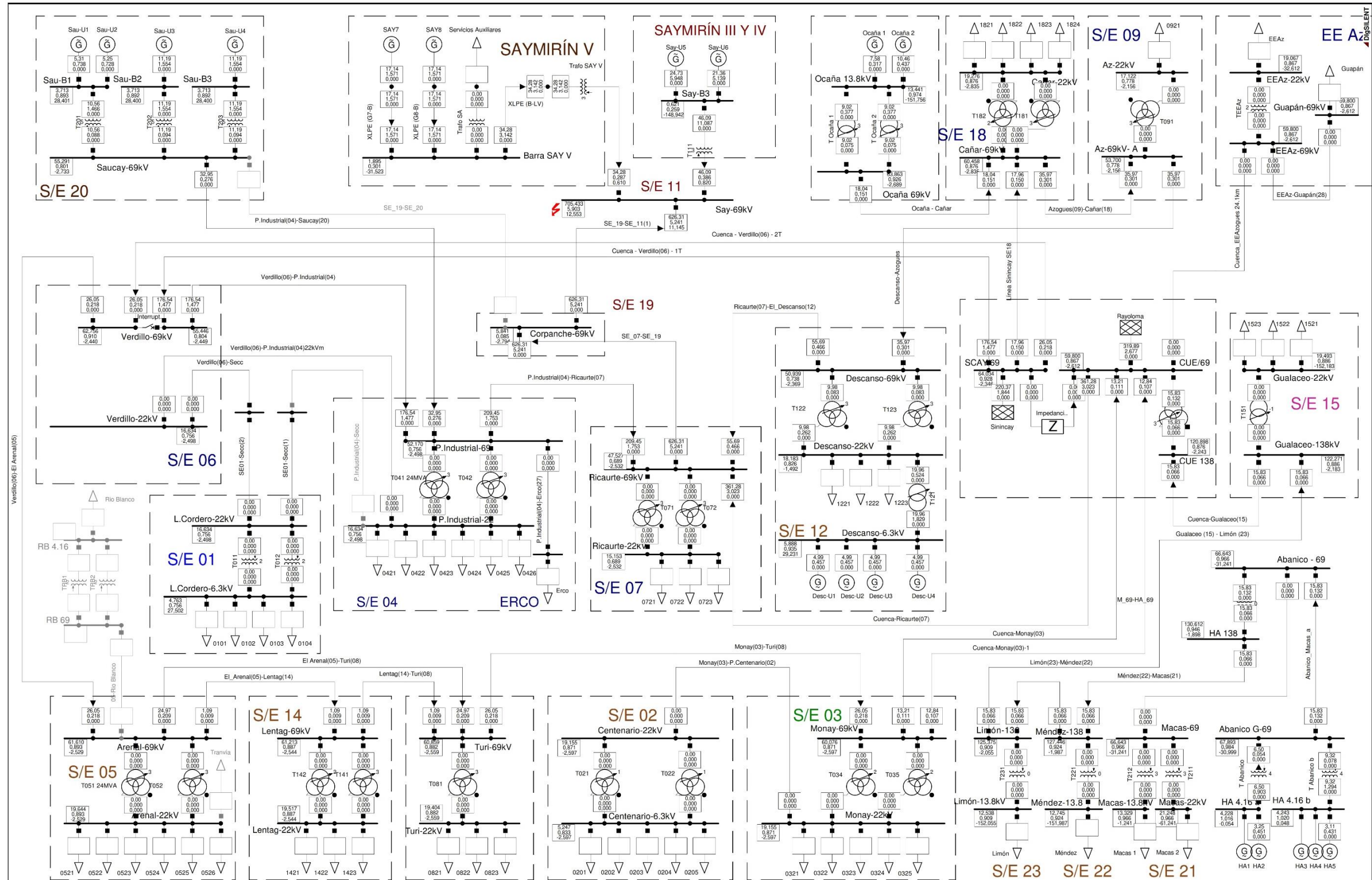


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



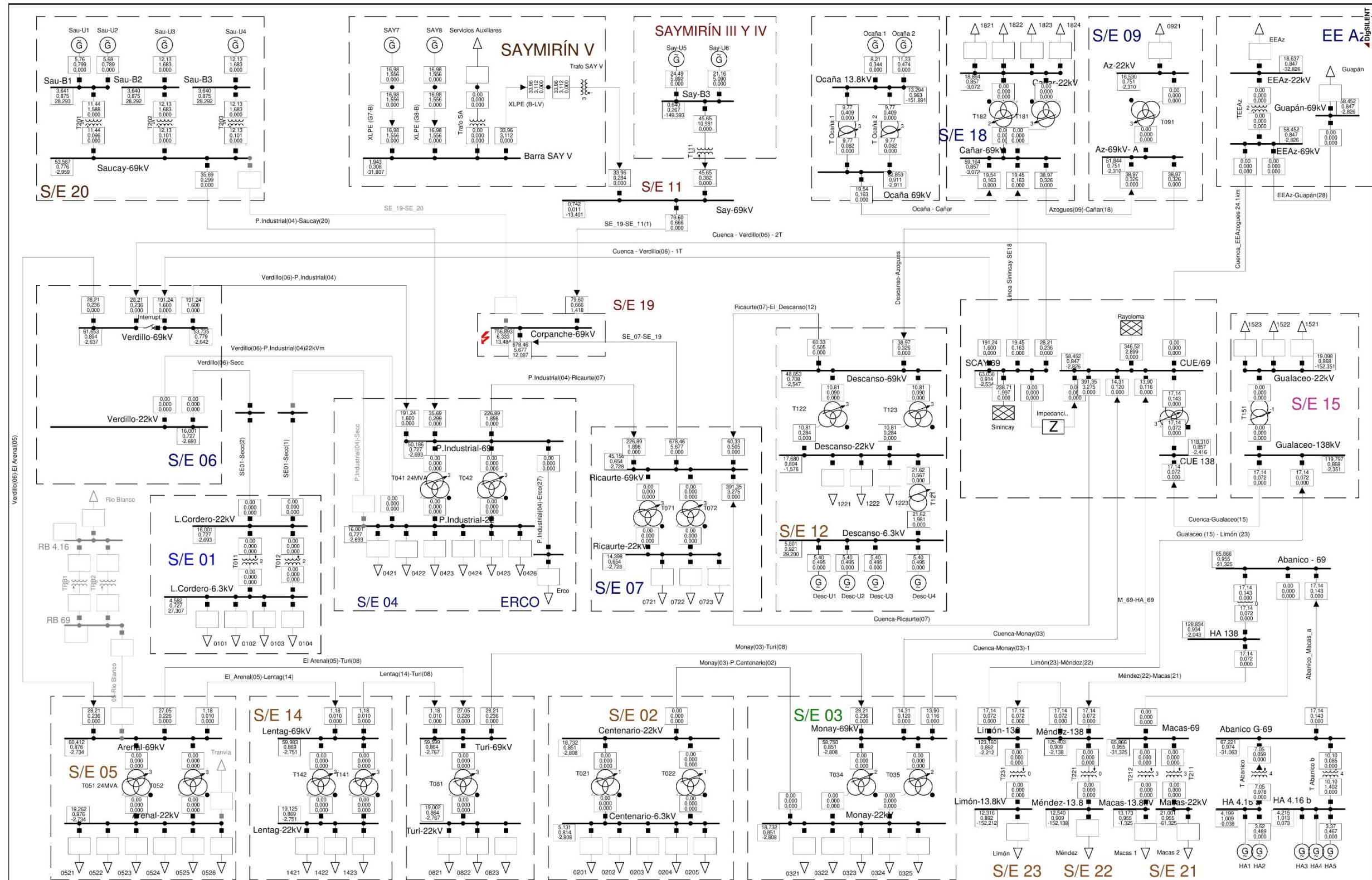
Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Line-Line Voltage, Magnitude [V]
Initial Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p.u.]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]



UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS	Graphic: CSUR
Punto de falla: Barra Say - 69 kV	Date: 15/09/2013
Cortocircuito Trifásico - Intensidad Máxima	Annex: D5



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Line-Line Voltage, Magnitude [
Initial Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p.u.]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

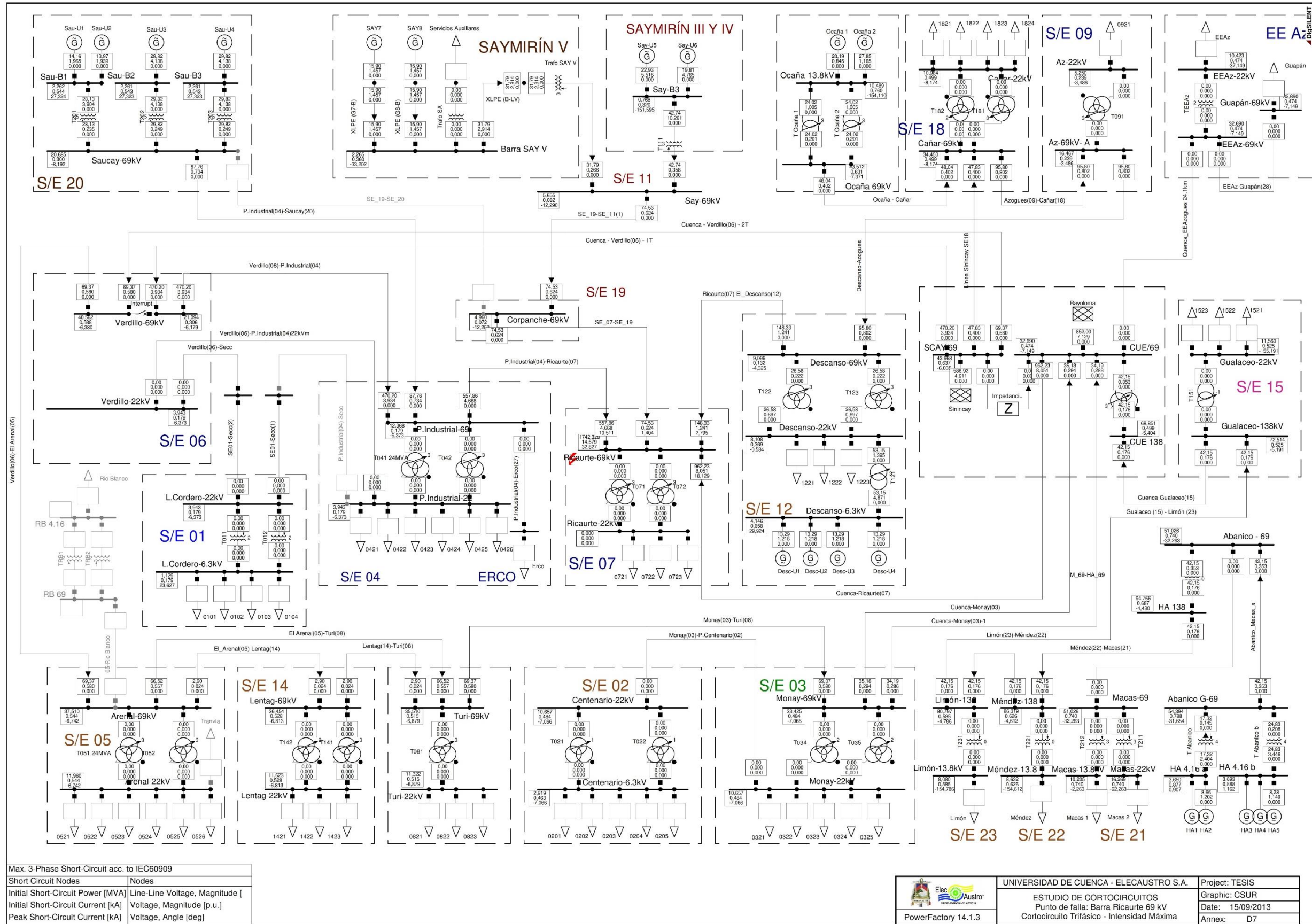


UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS
Punto de falla: Barra Corpanche 69 kV
Cortocircuito Trifásico - Intensidad Máxima

Project: TESIS
Graphic: CSUR
Date: 15/09/2013
Annex: D6

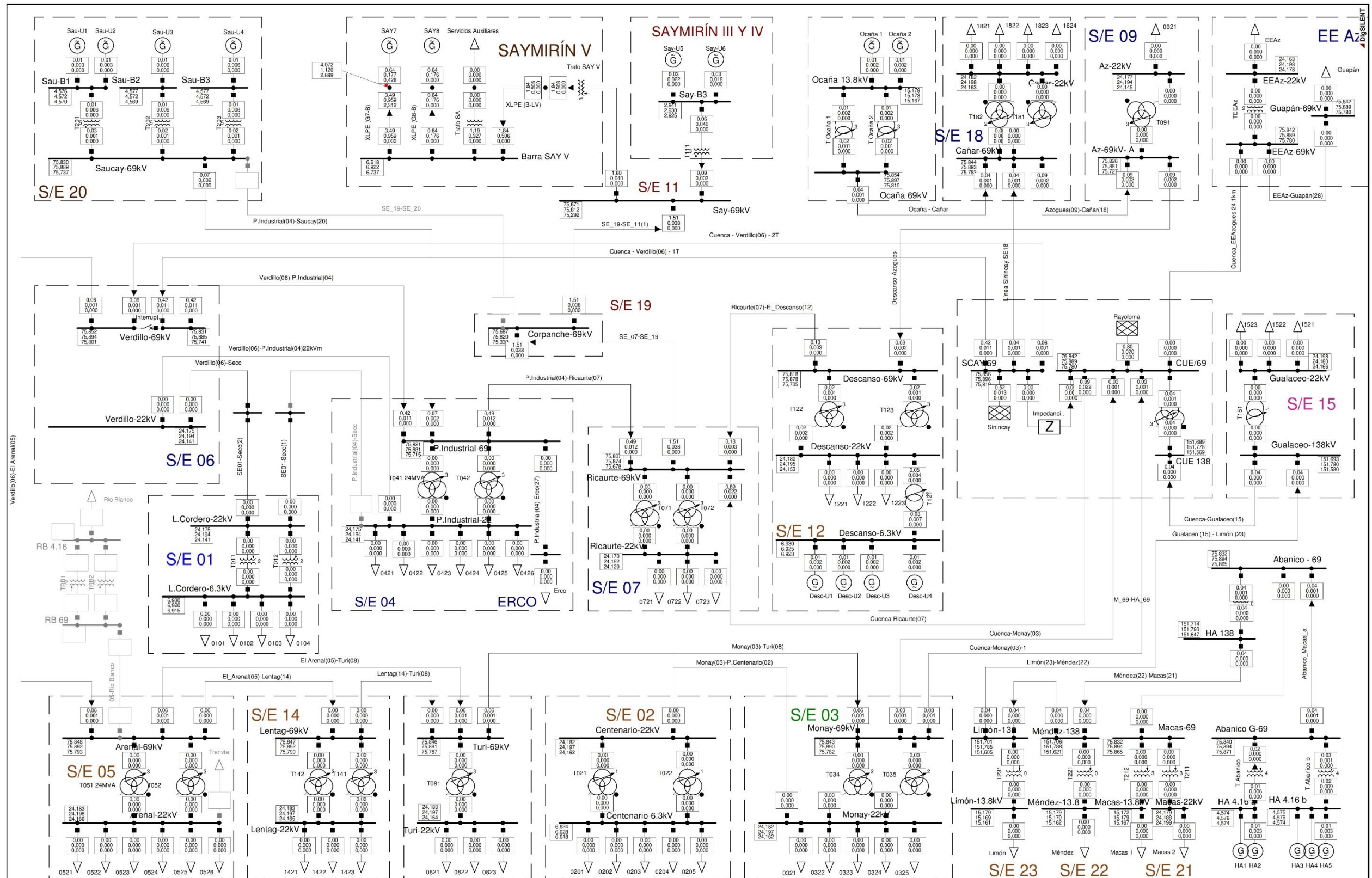


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



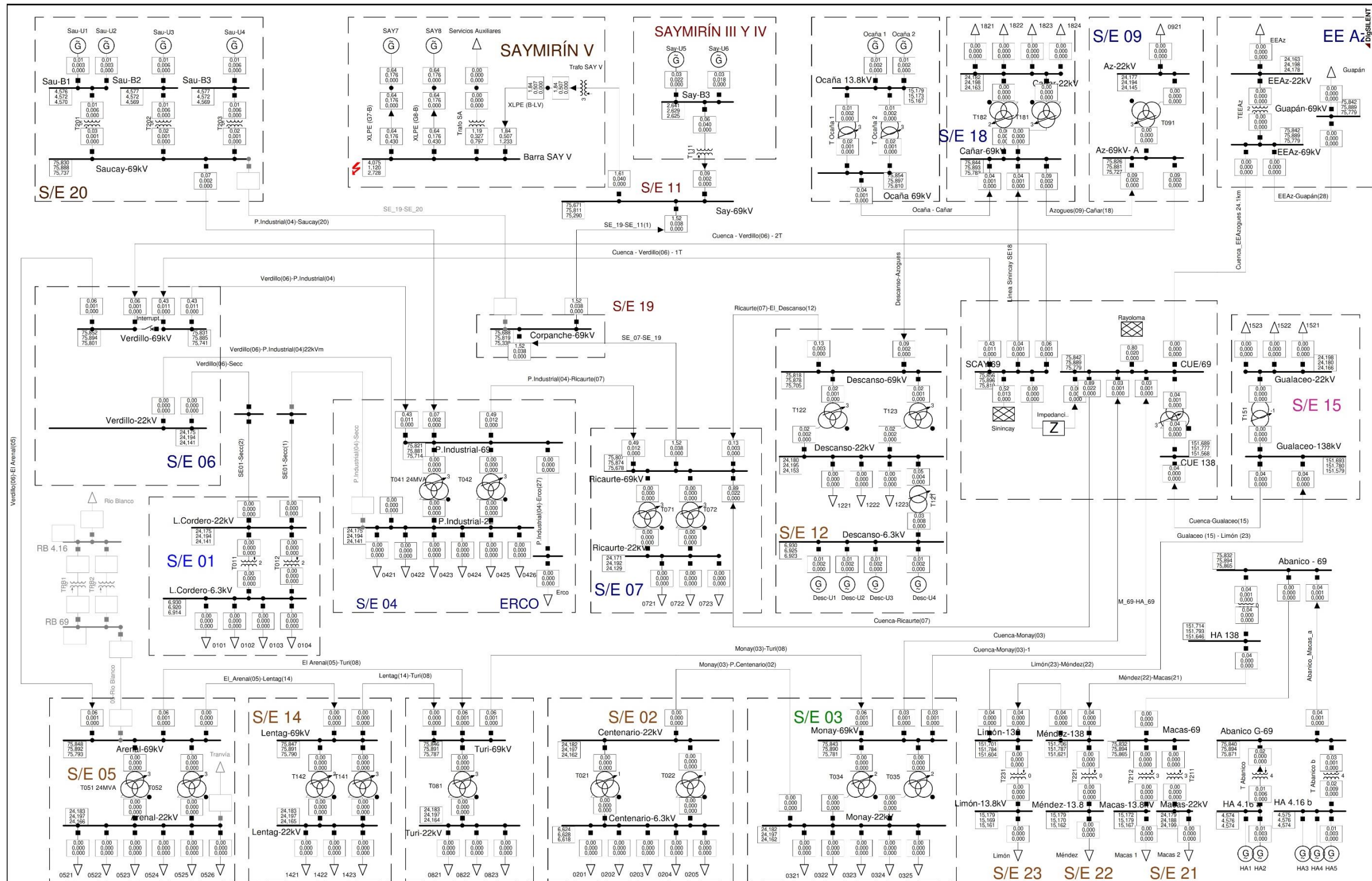
Max. Single Phase to Ground acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line to Line Voltage, Magnit
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit



UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS	Graphic: CSUR
Punto de falla: Borne del generador Say 7	Date: 15/09/2013
Cortocircuito Monofásico - Intensidad Máxima	Annex: D8



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Max. Single Phase to Ground acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line to Line Voltage, Magnit
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit

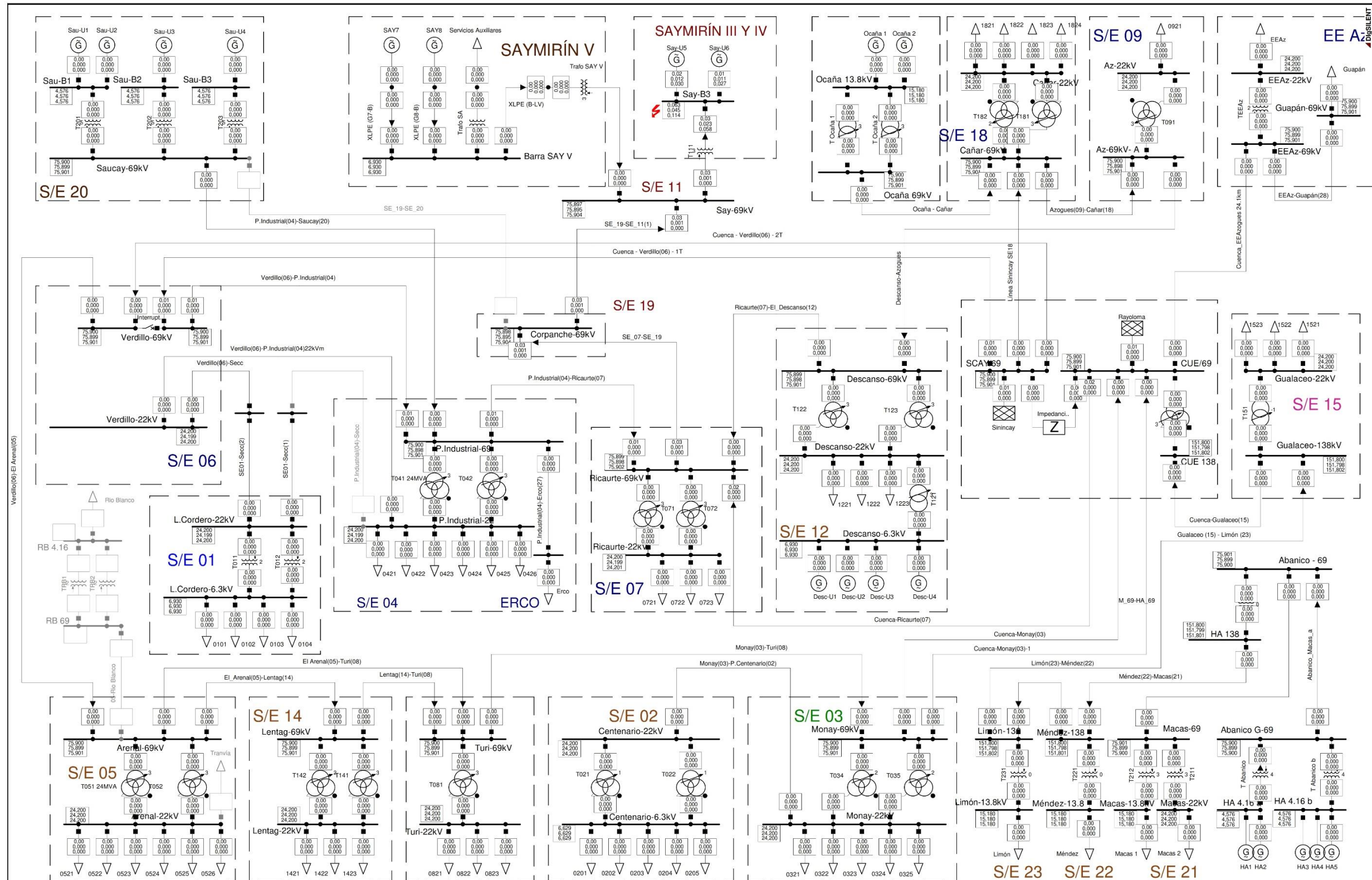


UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS
Punto de falla: Barra SAY V
Cortocircuito Monofásico - Intensidad Máxima


Project: TESIS
Graphic: CSUR
Date: 15/09/2013
Annex: D9



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

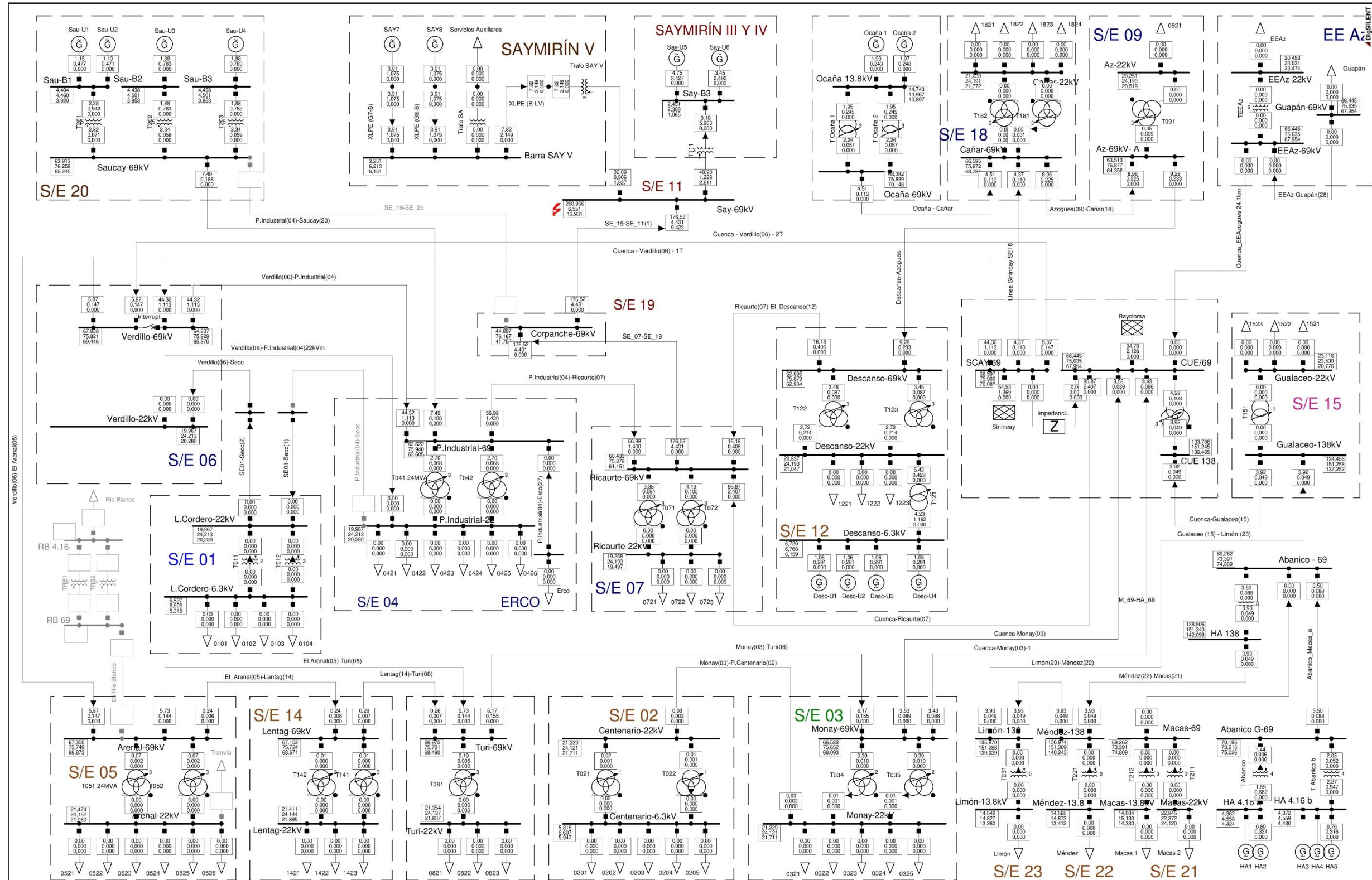


Max. Single Phase to Ground acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line to Line Voltage, Magnit
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit


 PowerFactory 14.1.3	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Punto de falla: Barra Say-B3 Cortocircuito Monofásico - Intensidad Máxima	Project: TESIS
		Graphic: CSUR
		Date: 15/09/2013
		Annex: D10



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

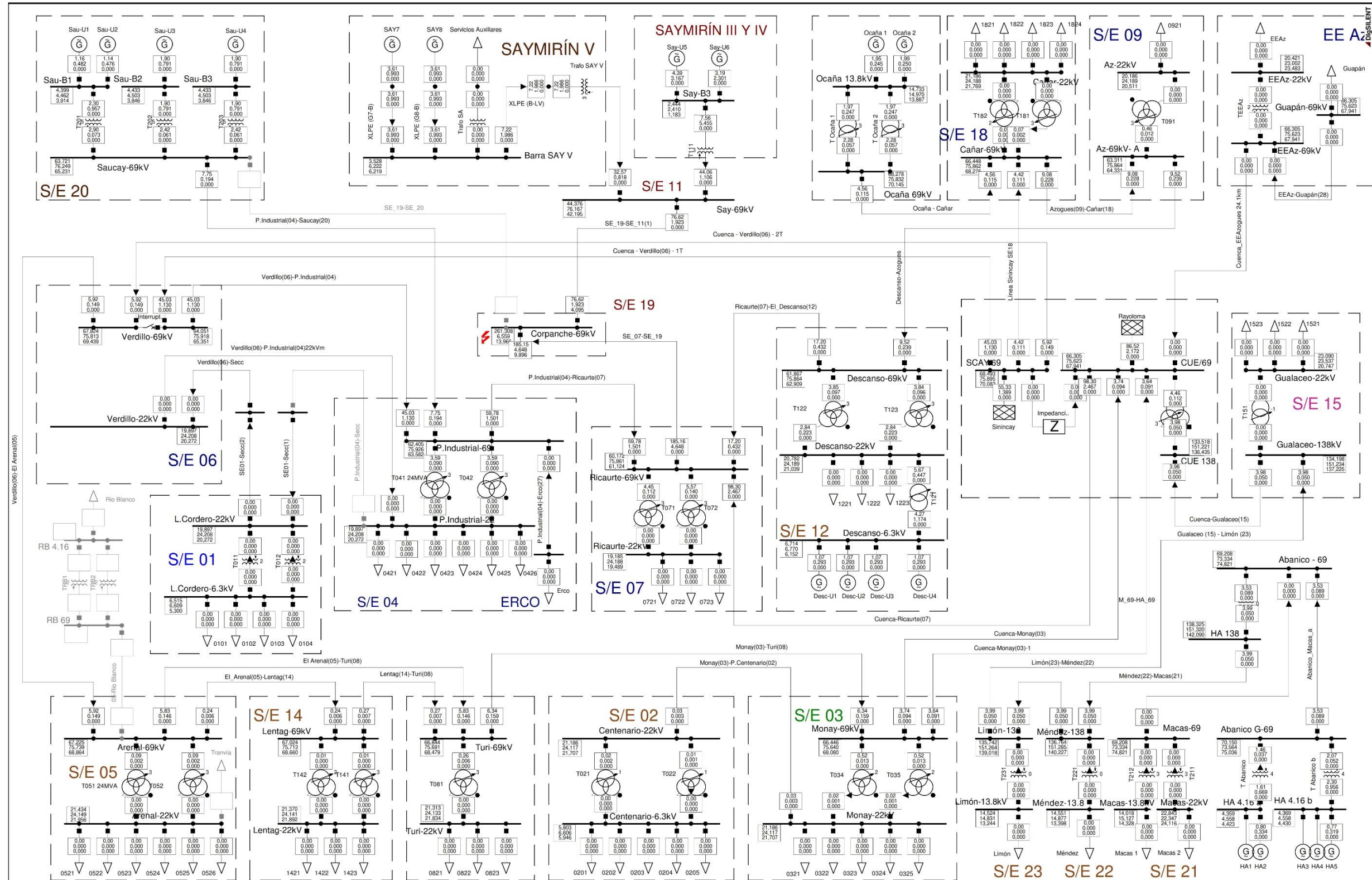


Max. Single Phase to Ground acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line to Line Voltage, Magnit
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit


 PowerFactory 14.1.3	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Punto de falla: Barra Say - 69 kV Cortocircuito Monofásico - Intensidad Máxima	Project: TESIS
		Graphic: CSUR
		Date: 15/09/2013
		Annex: D11



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

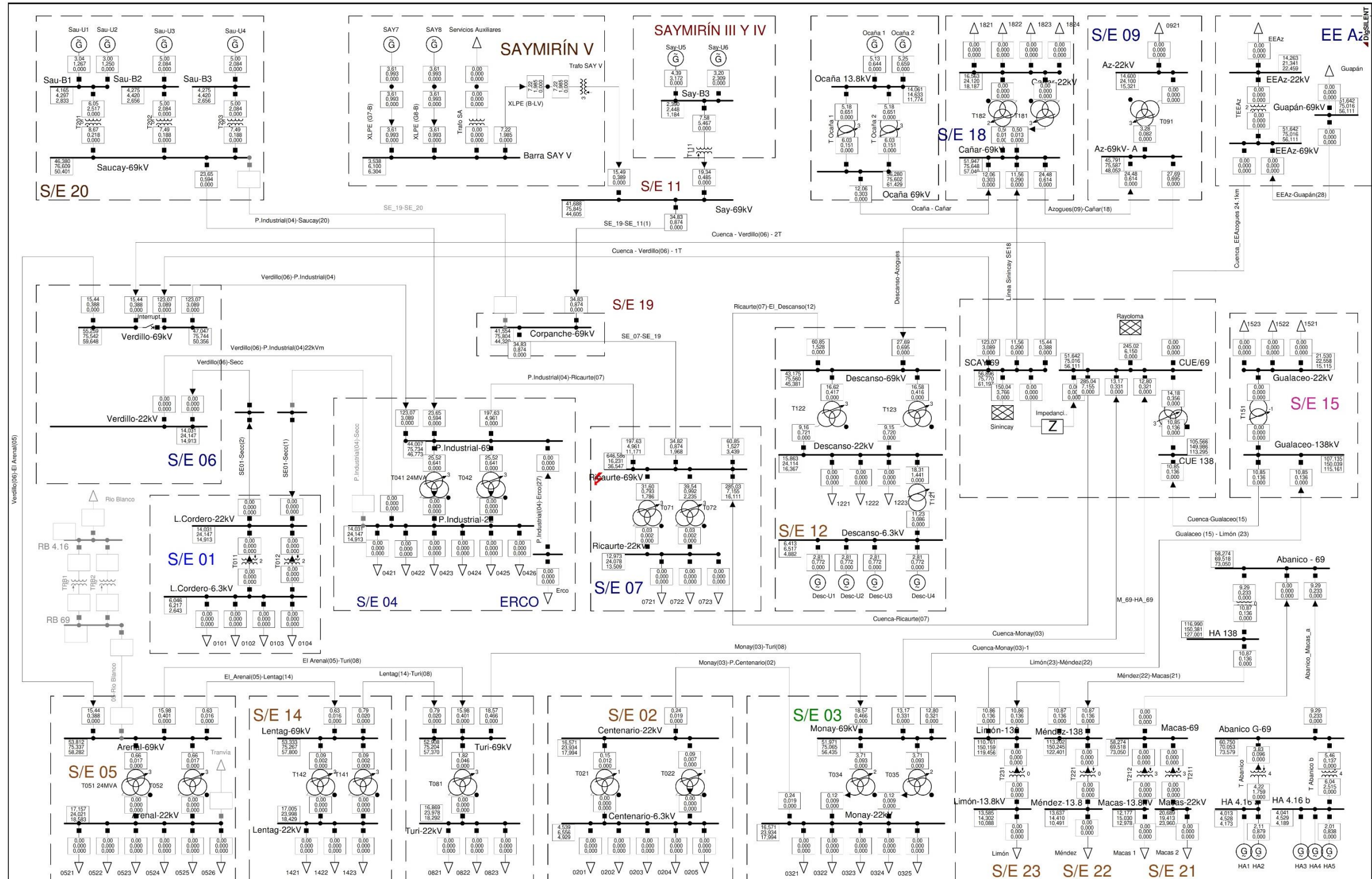


Max. Single Phase to Ground acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line to Line Voltage, Magnit
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit

 PowerFactory 14.1.3	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Punto de falla: Barra Corpanche 69 kV Cortocircuito Monofásico - Intensidad Máxima	Project: TESIS
		Graphic: CSUR
		Date: 15/09/2013
		Annex: D12



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

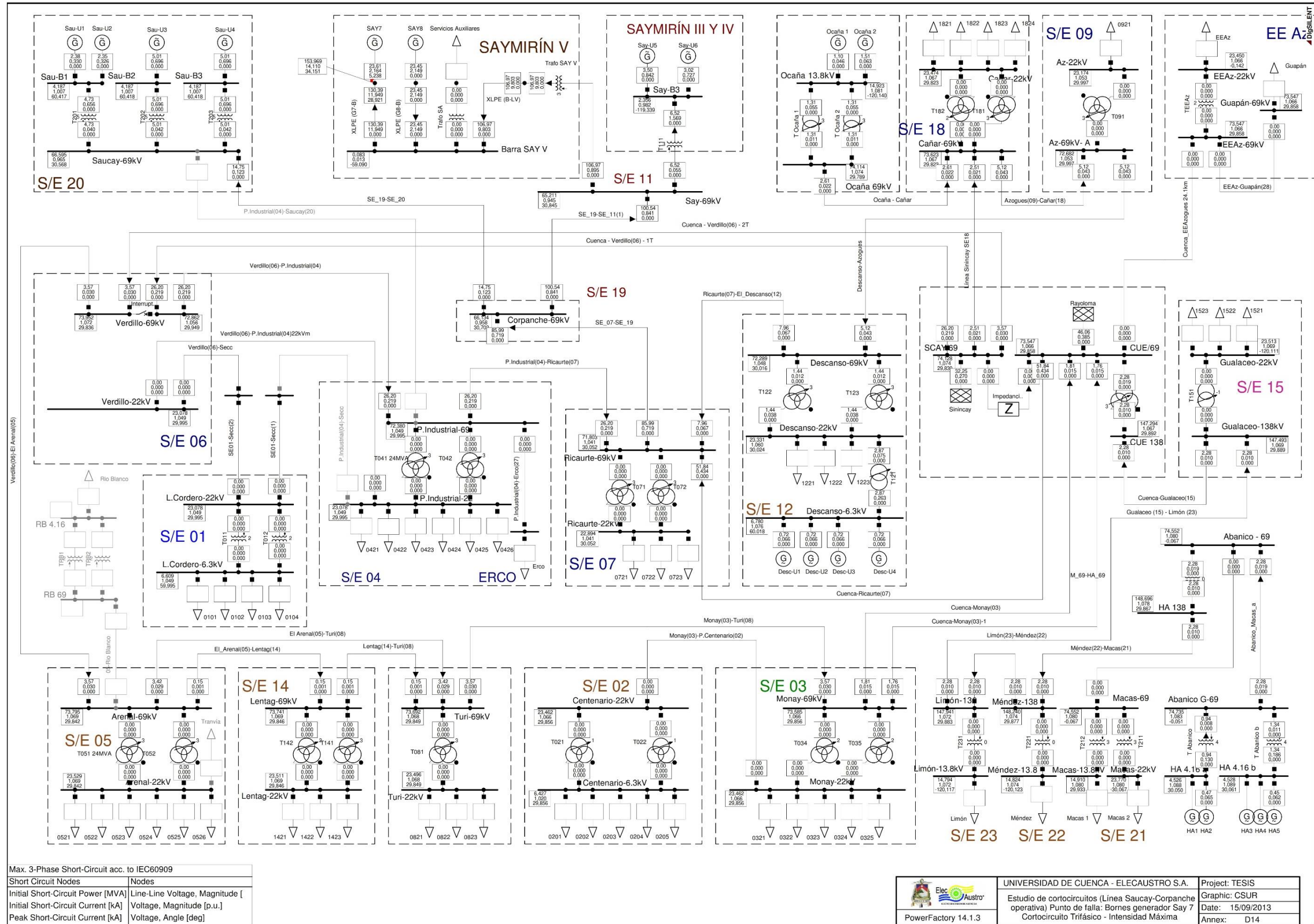


Max. Single Phase to Ground acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line to Line Voltage, Magnit
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit

 PowerFactory 14.1.3	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS	Graphic: CSUR
	Punto de falla: Barra Ricaurte - 69 kV	Date: 15/09/2013
	Cortocircuito Monofásico - Intensidad Máxima	Annex: D13

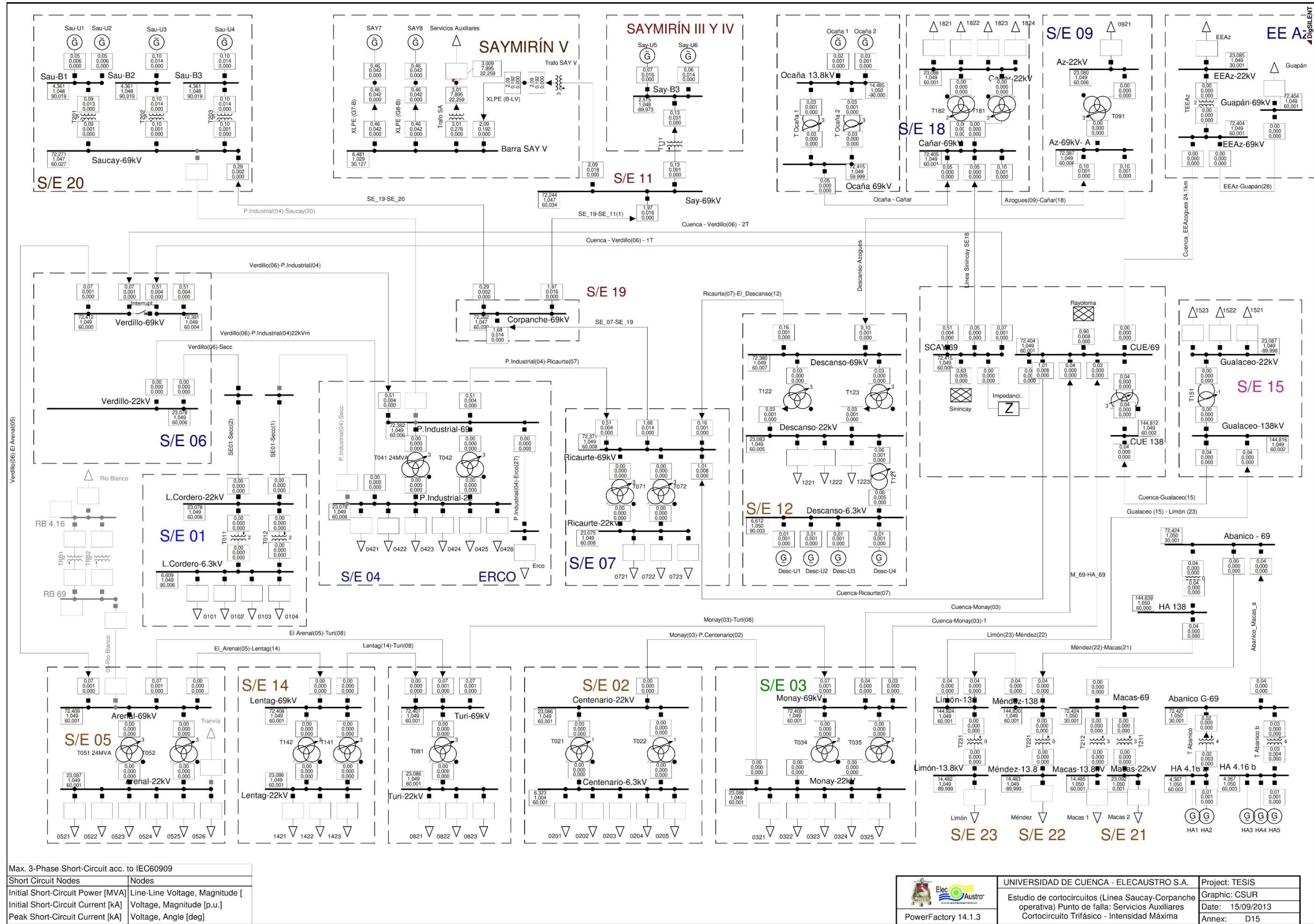


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



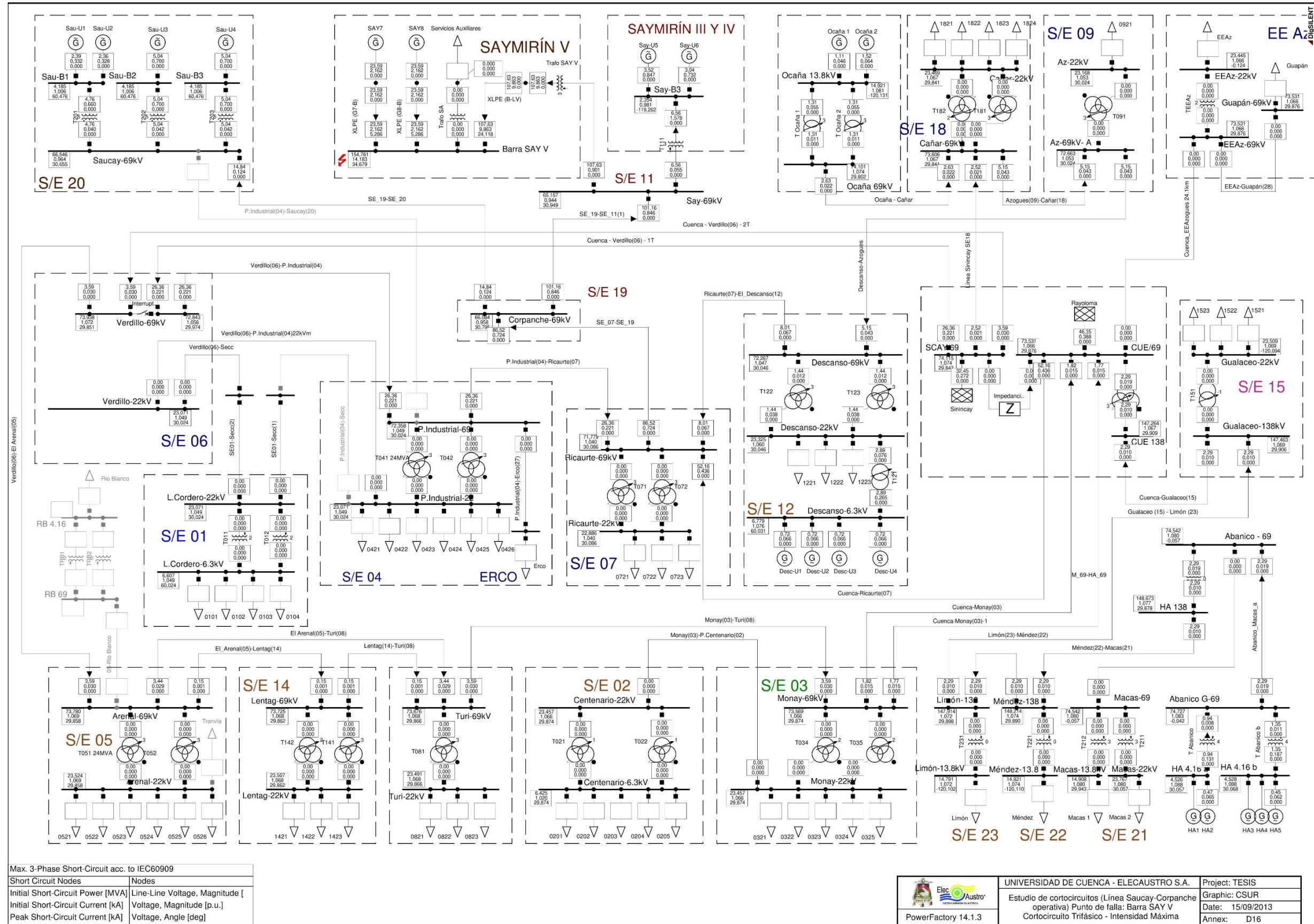


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



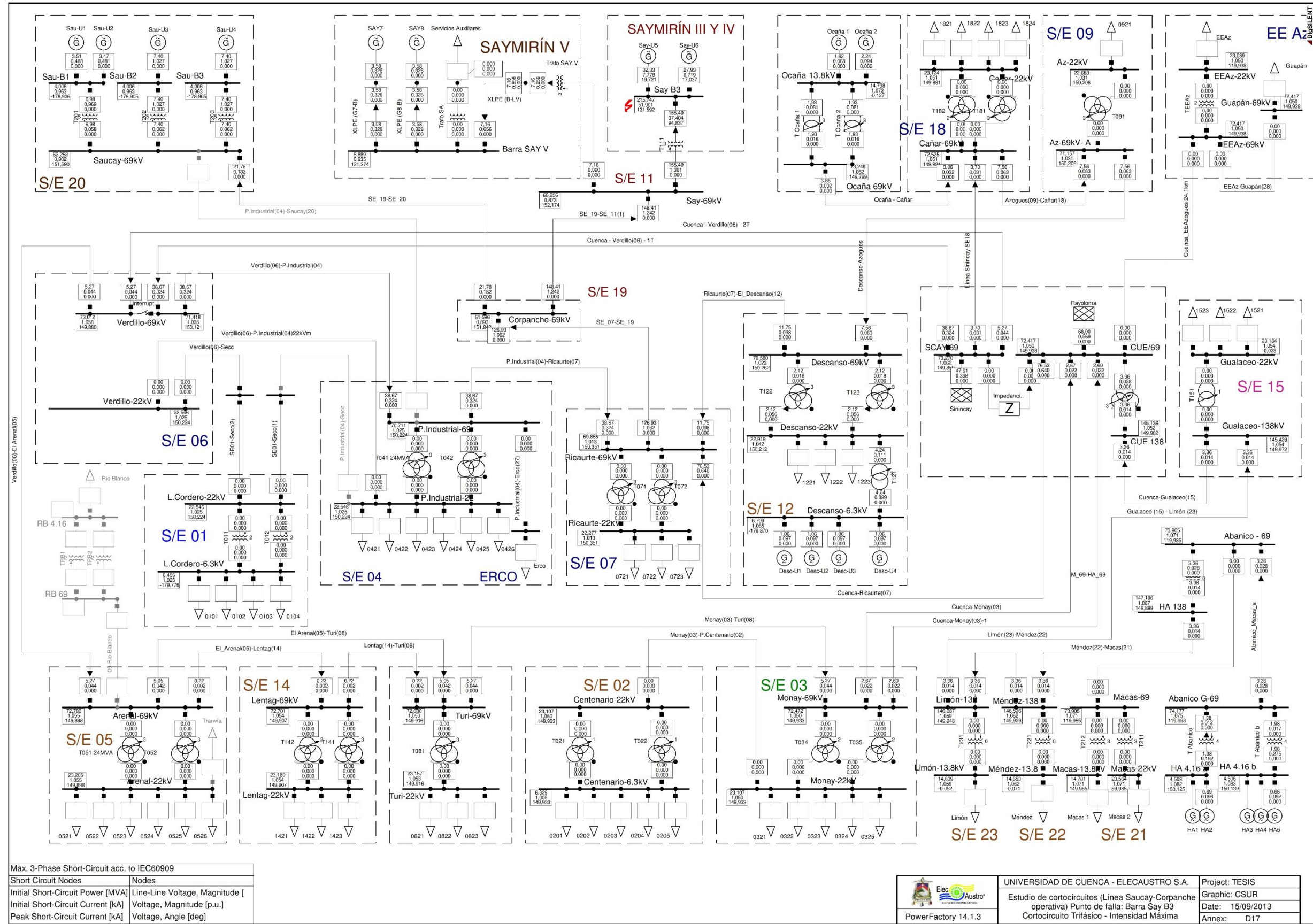


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



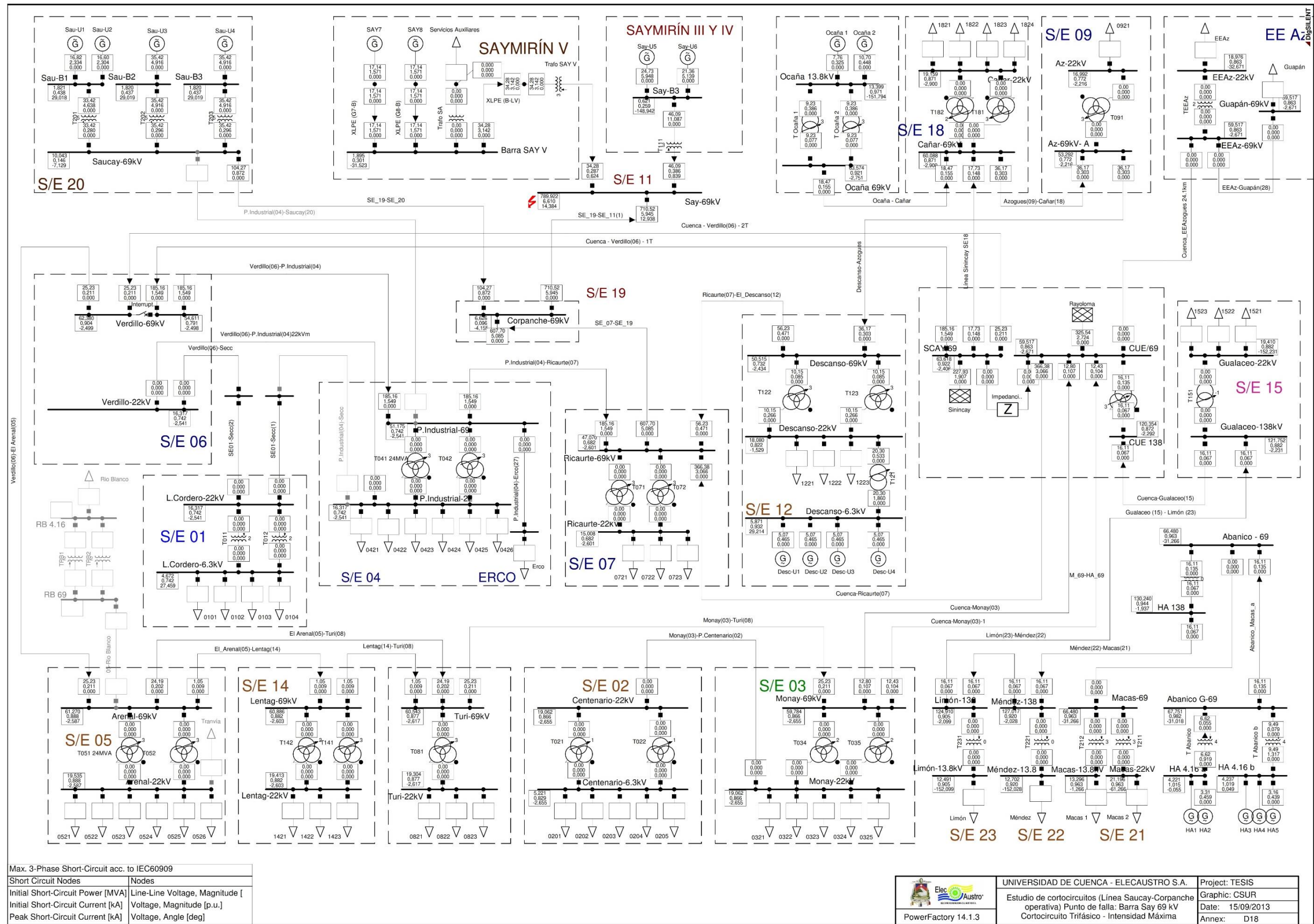


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



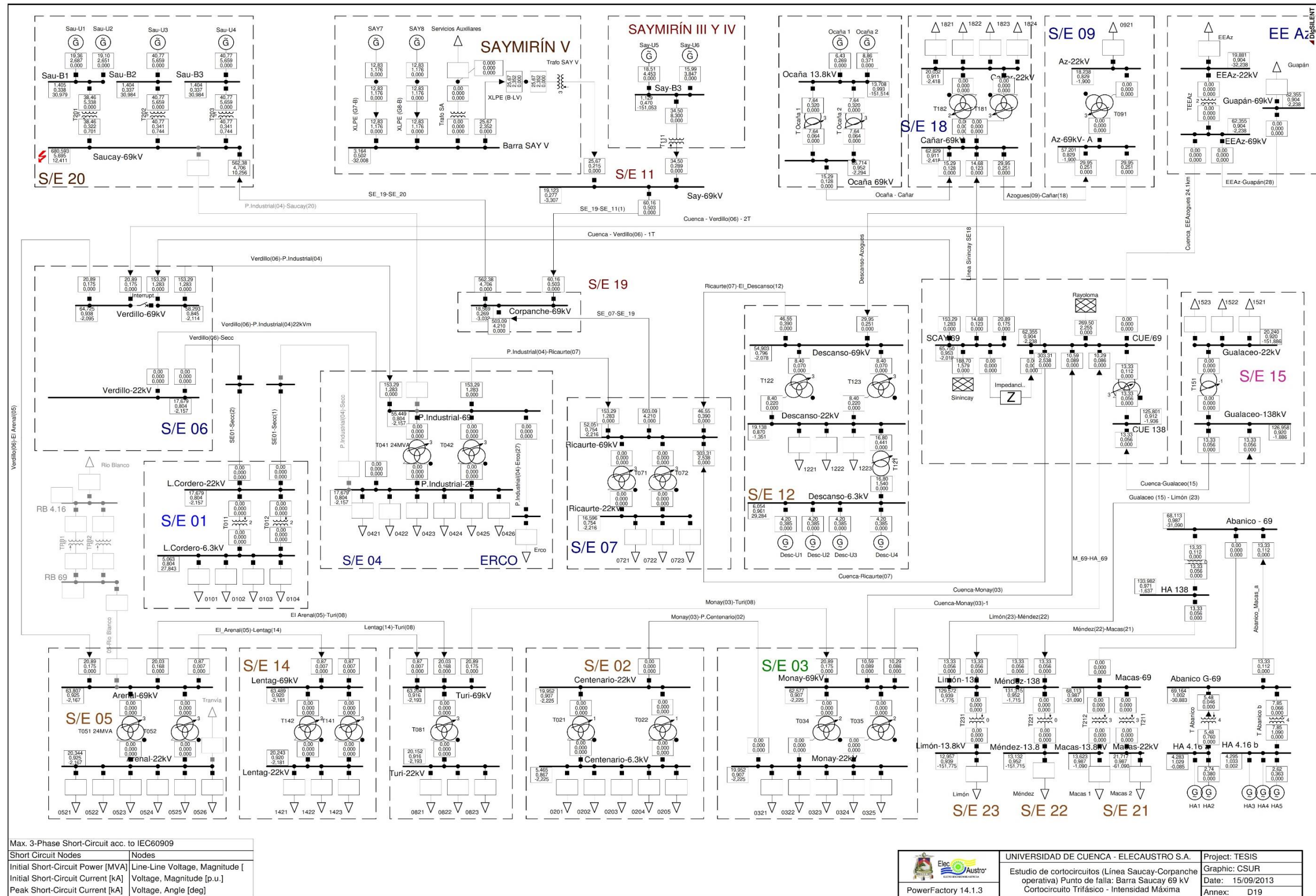


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

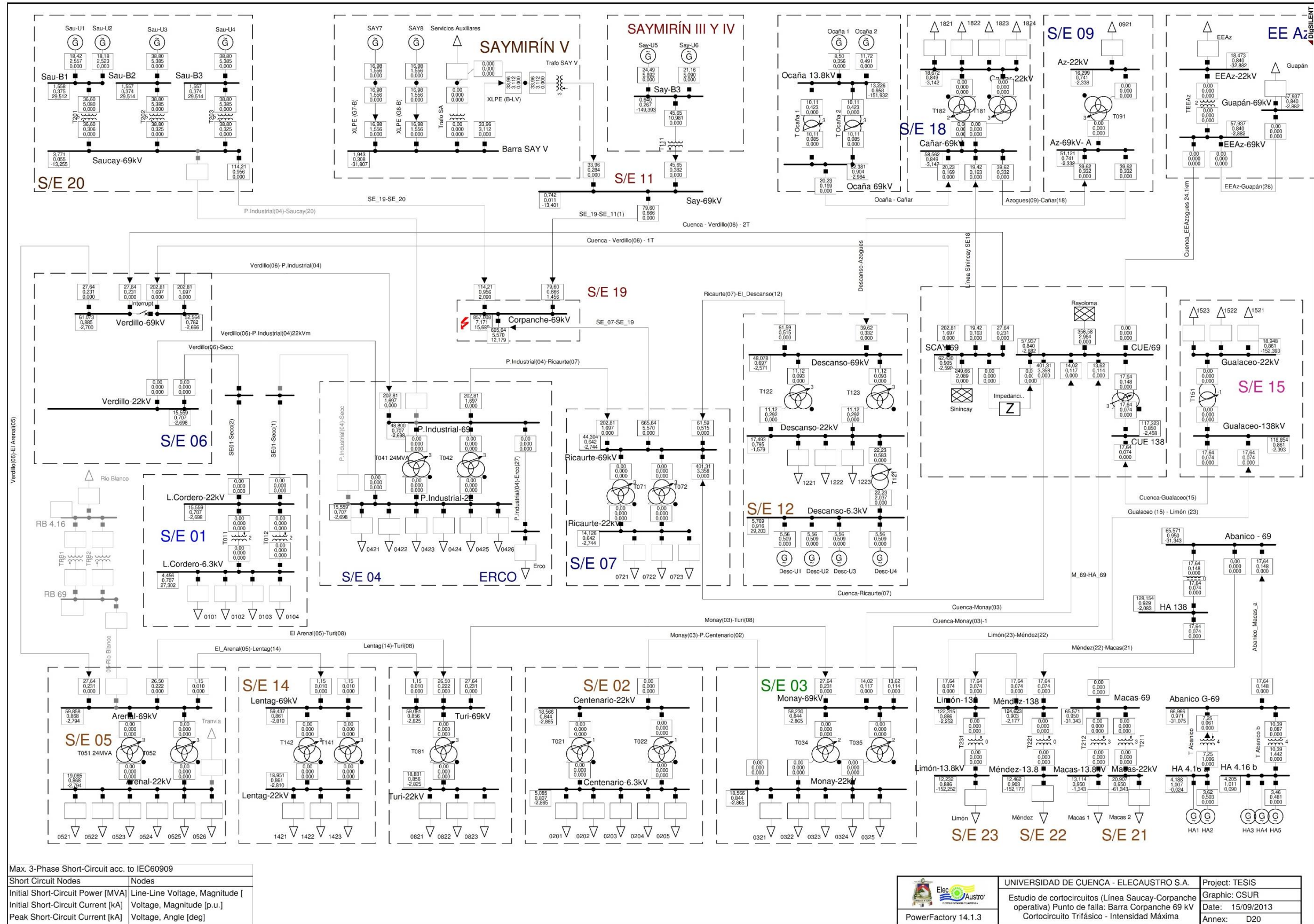


Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Line-Line Voltage, Magnitude [V]
Initial Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p.u.]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

 PowerFactory 14.1.3	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A. Estudio de cortocircuitos (Línea Sauca-Corpanche operativa) Punto de falla: Barra Sauca 69 kV Cortocircuito Trifásico - Intensidad Máxima	Project: TESIS
		Graphic: CSUR
		Date: 15/09/2013
		Annex: D19

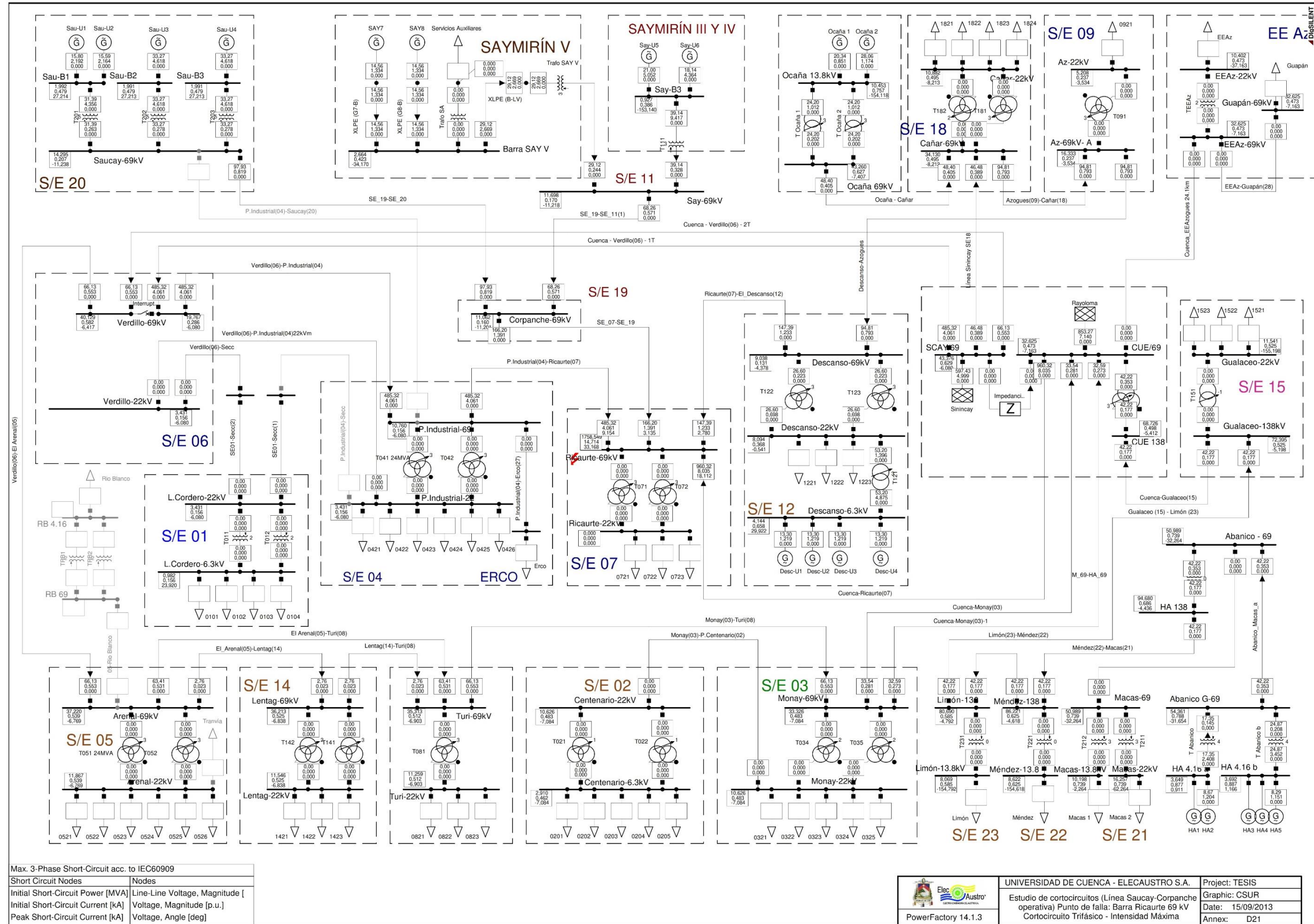


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



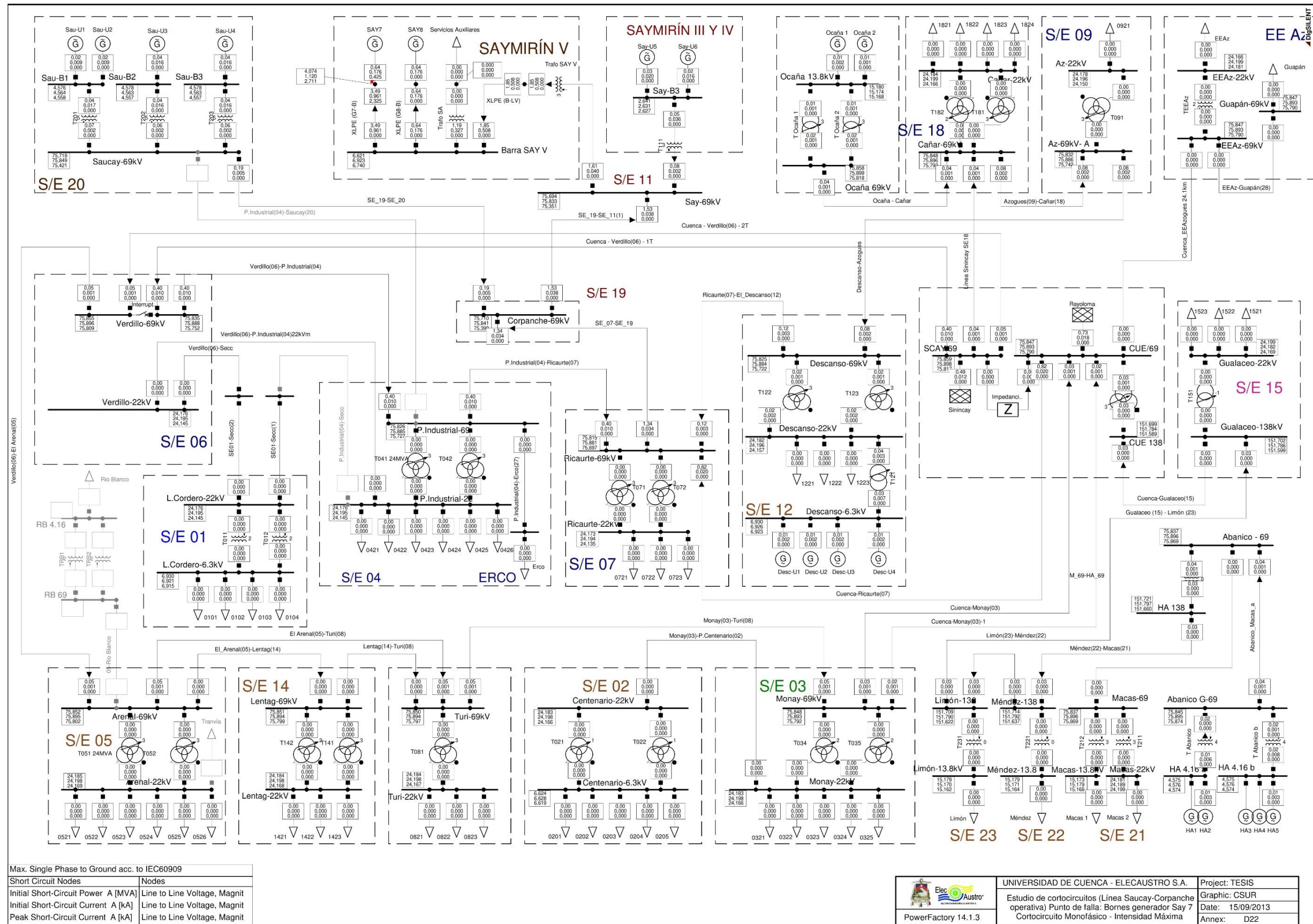


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



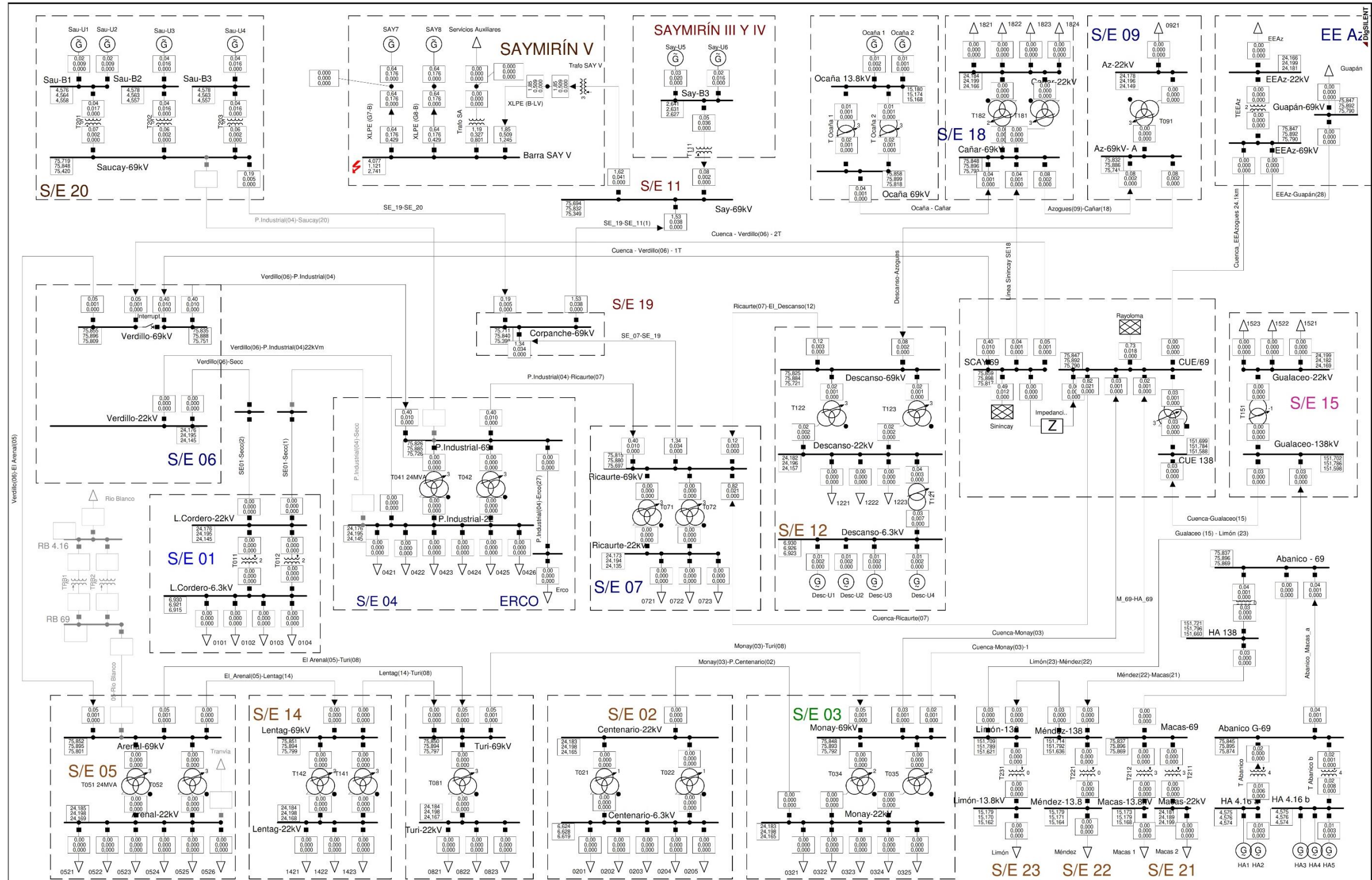
Max. Single Phase to Ground acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line to Line Voltage, Magnit
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit




UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
Estudio de cortocircuitos (Línea Saucay-Corpanche operativa) Punto de falla: Bornes generador Say 7	Graphic: CSUR
Cortocircuito Monofásico - Intensidad Máxima	Date: 15/09/2013
	Annex: D22



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

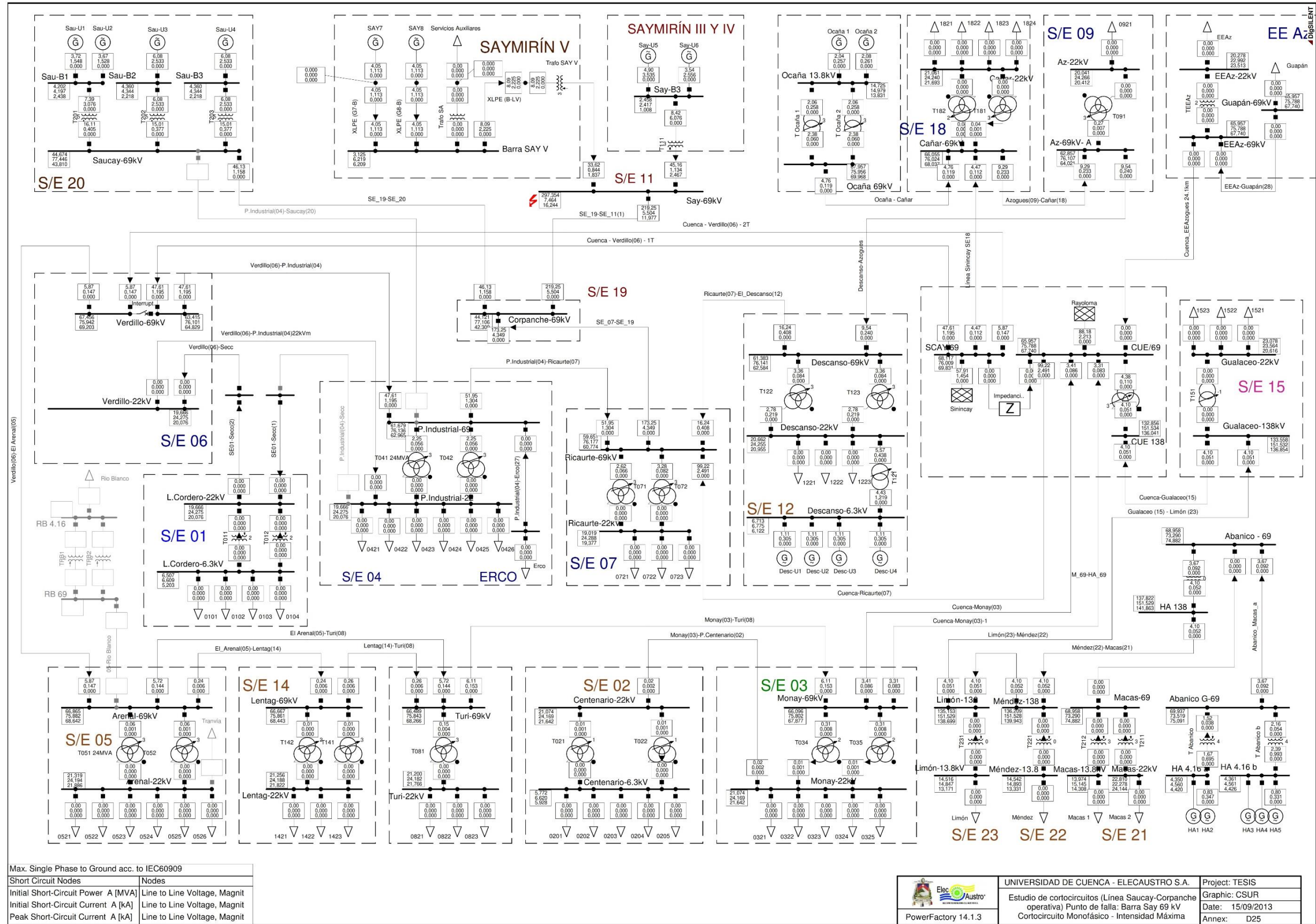


Max. Single Phase to Ground acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line to Line Voltage, Magnit
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Voltage, Magnit

 PowerFactory 14.1.3	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A. Estudio de cortocircuitos (Línea Saucay-Corpanche operativa) Punto de falla: Barra SAY V Cortocircuito Monofásico - Intensidad Máxima	Project: TESIS Graphic: CSUR Date: 15/09/2013 Annex: D23
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------

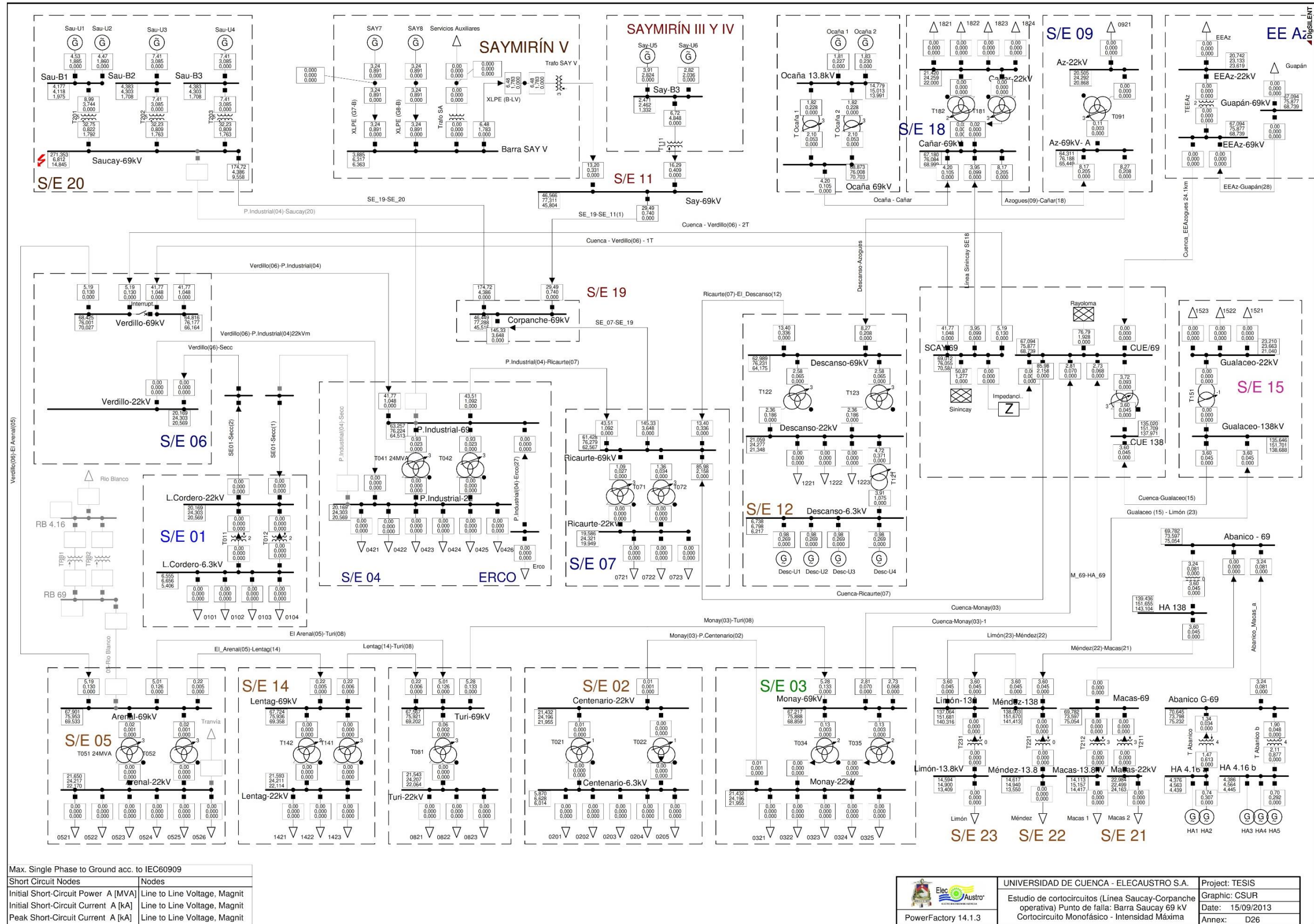


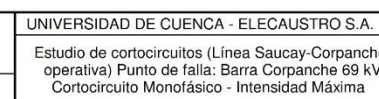
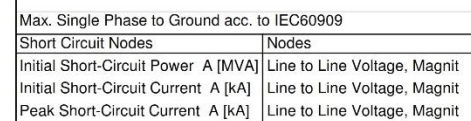
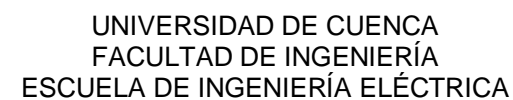
UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

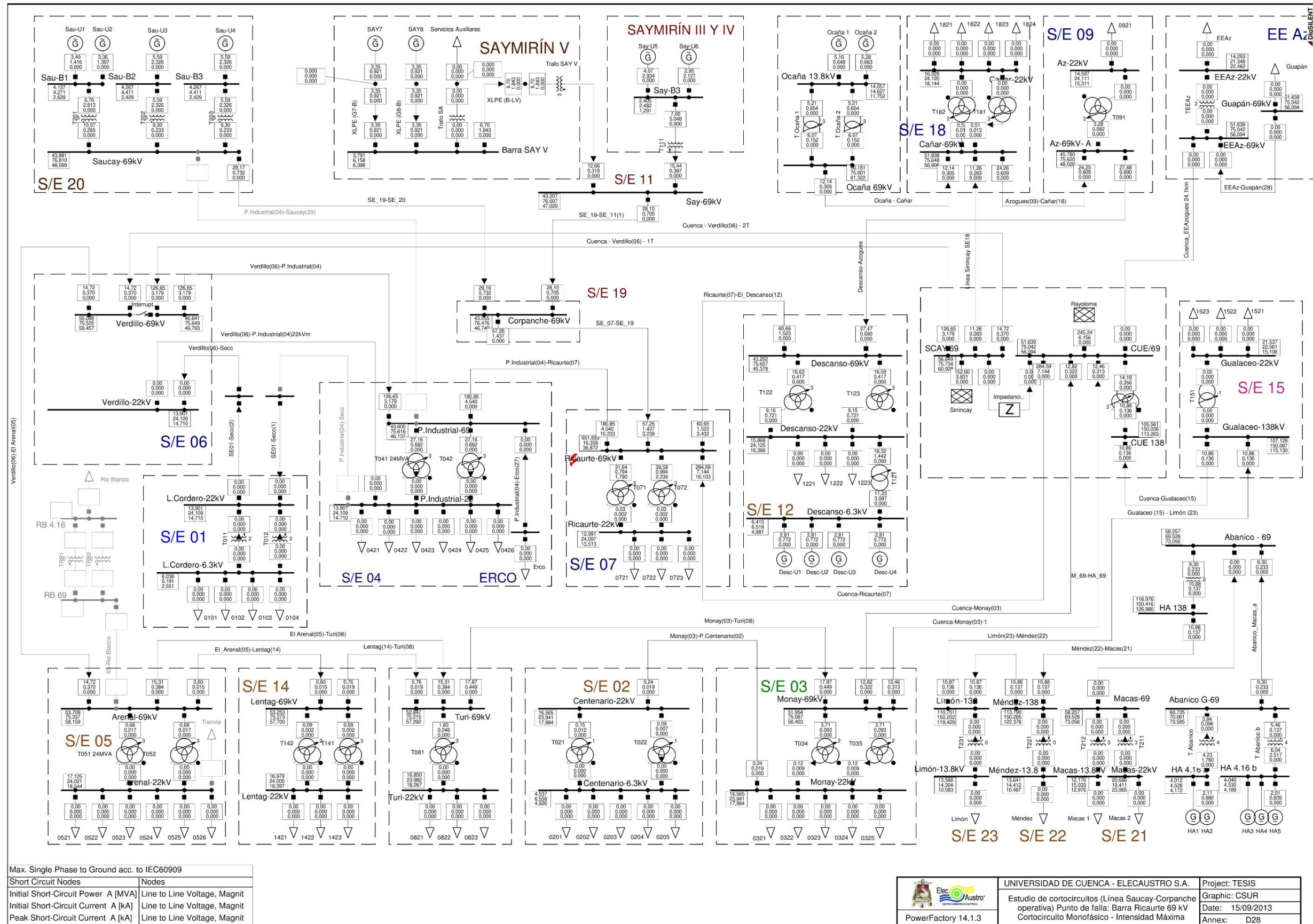




	Project: TESIS
ne	Graphic: CSUR
V	Date: 15/09/2013
	Annex: D27

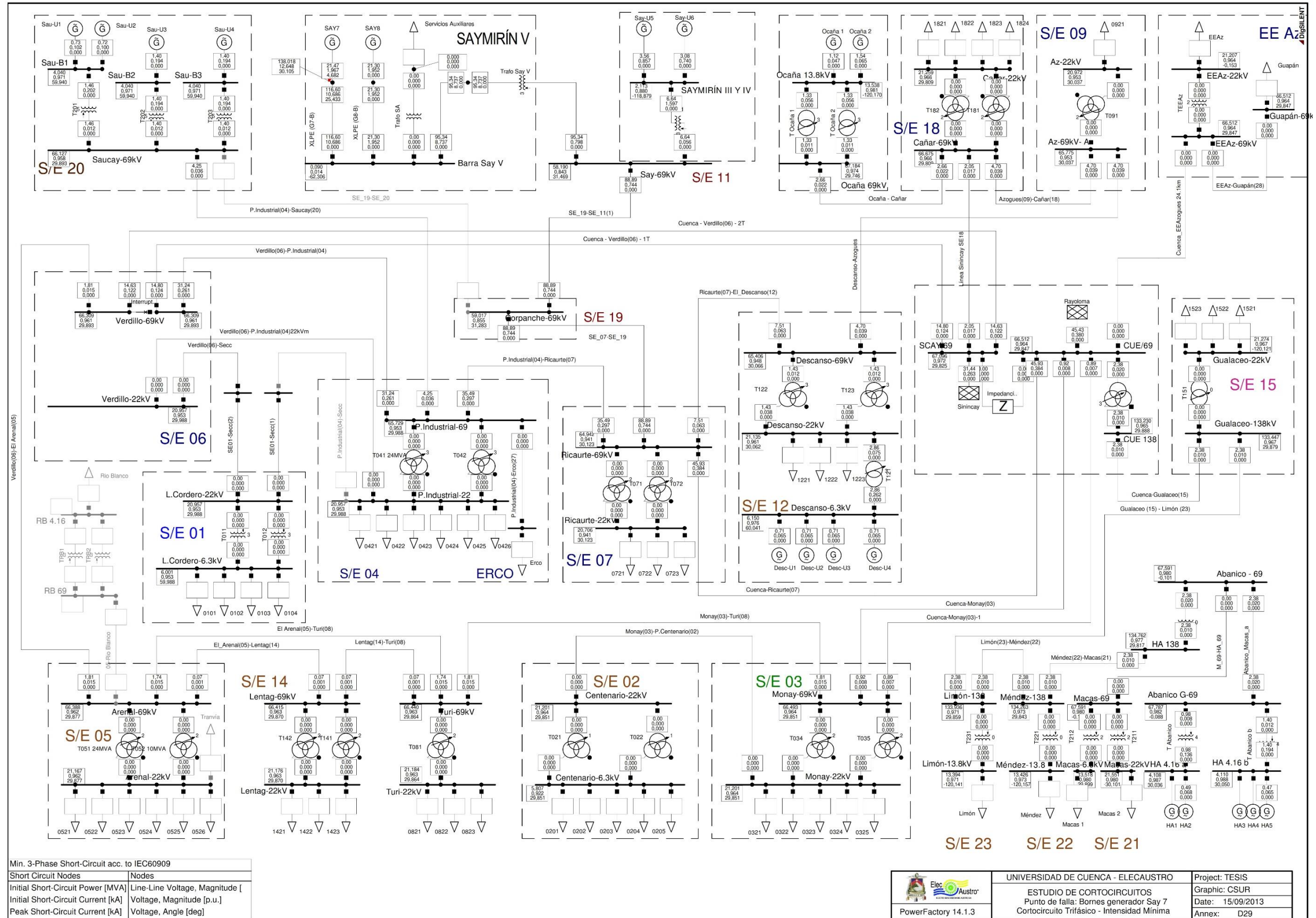


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



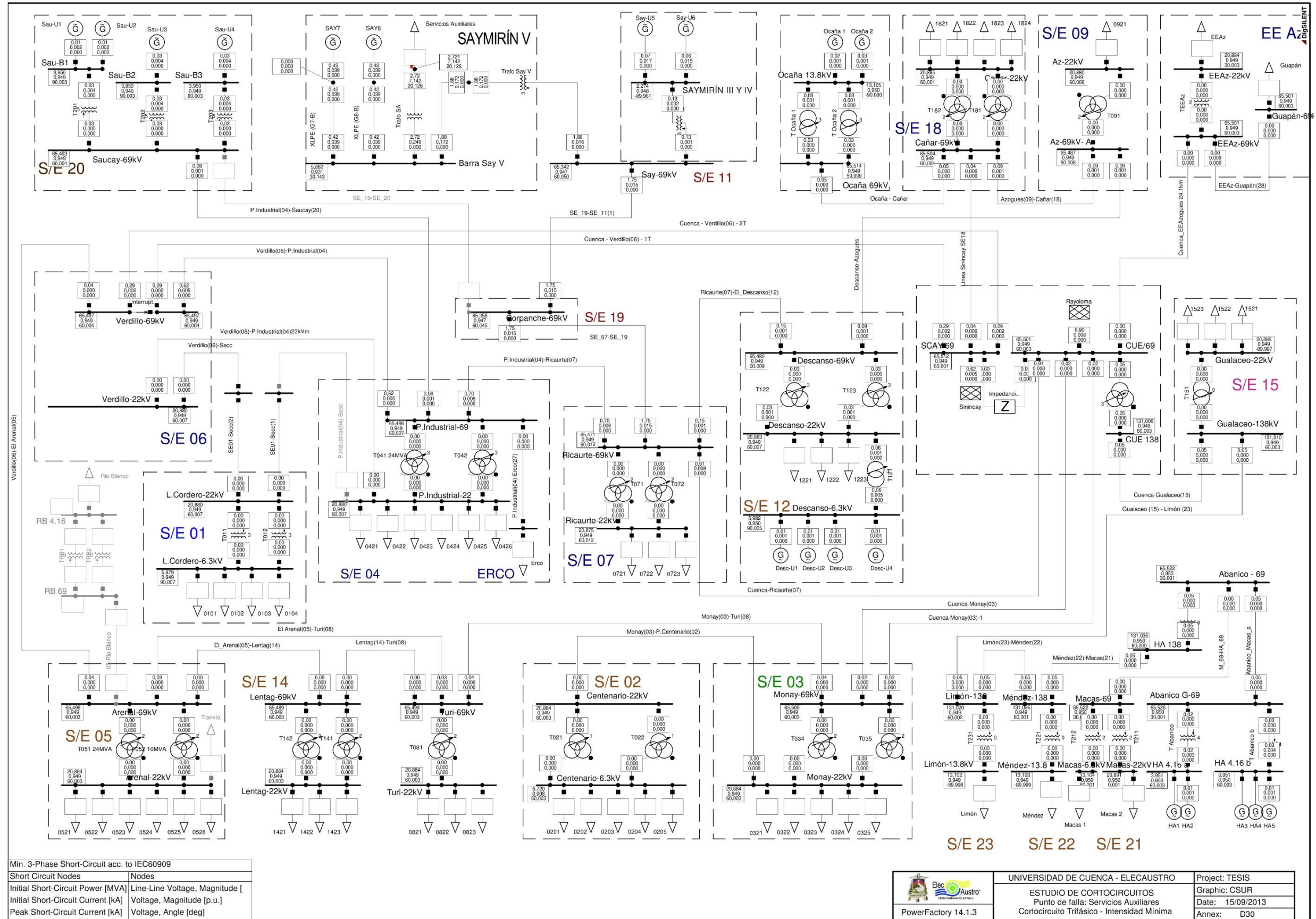


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



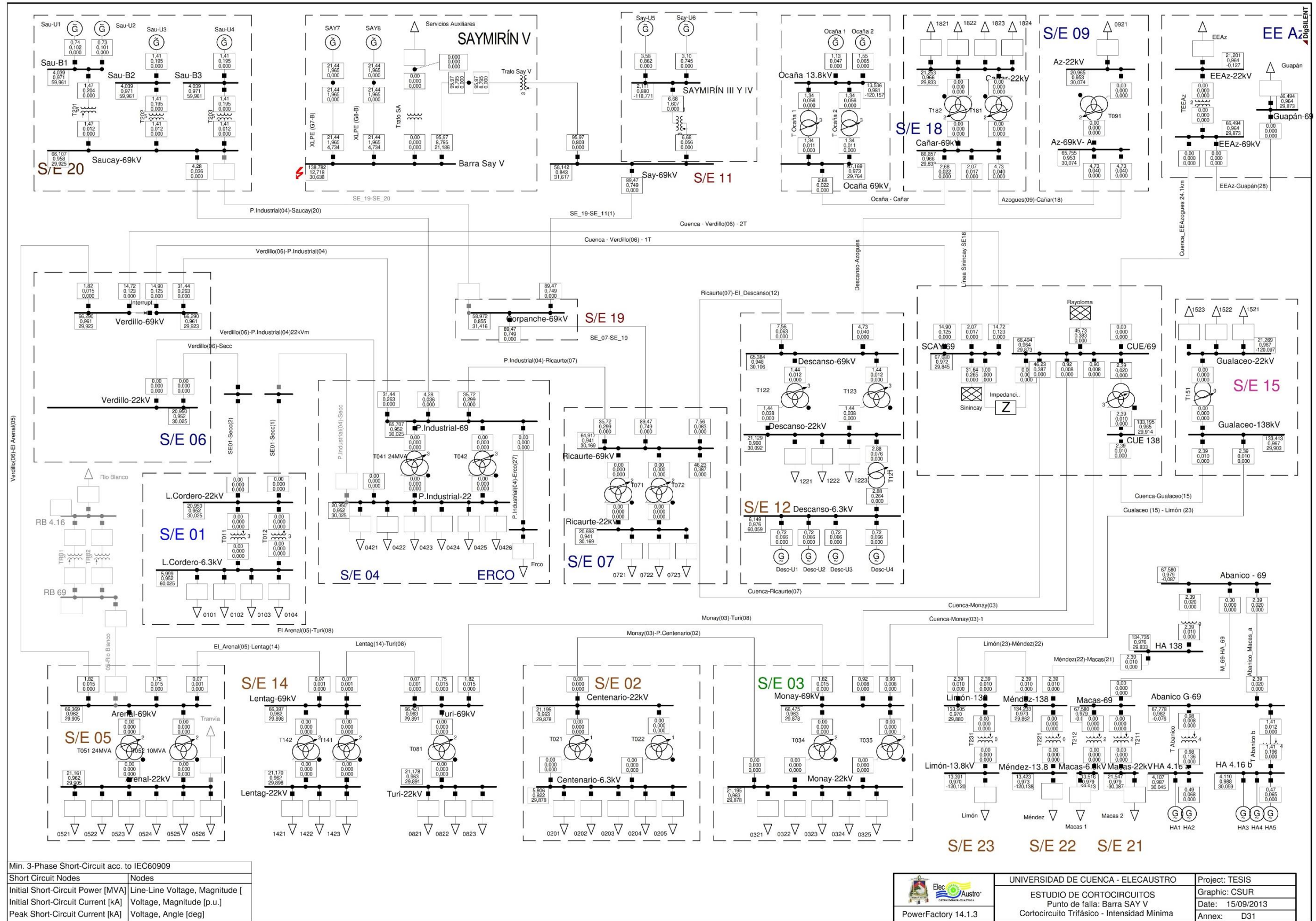


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



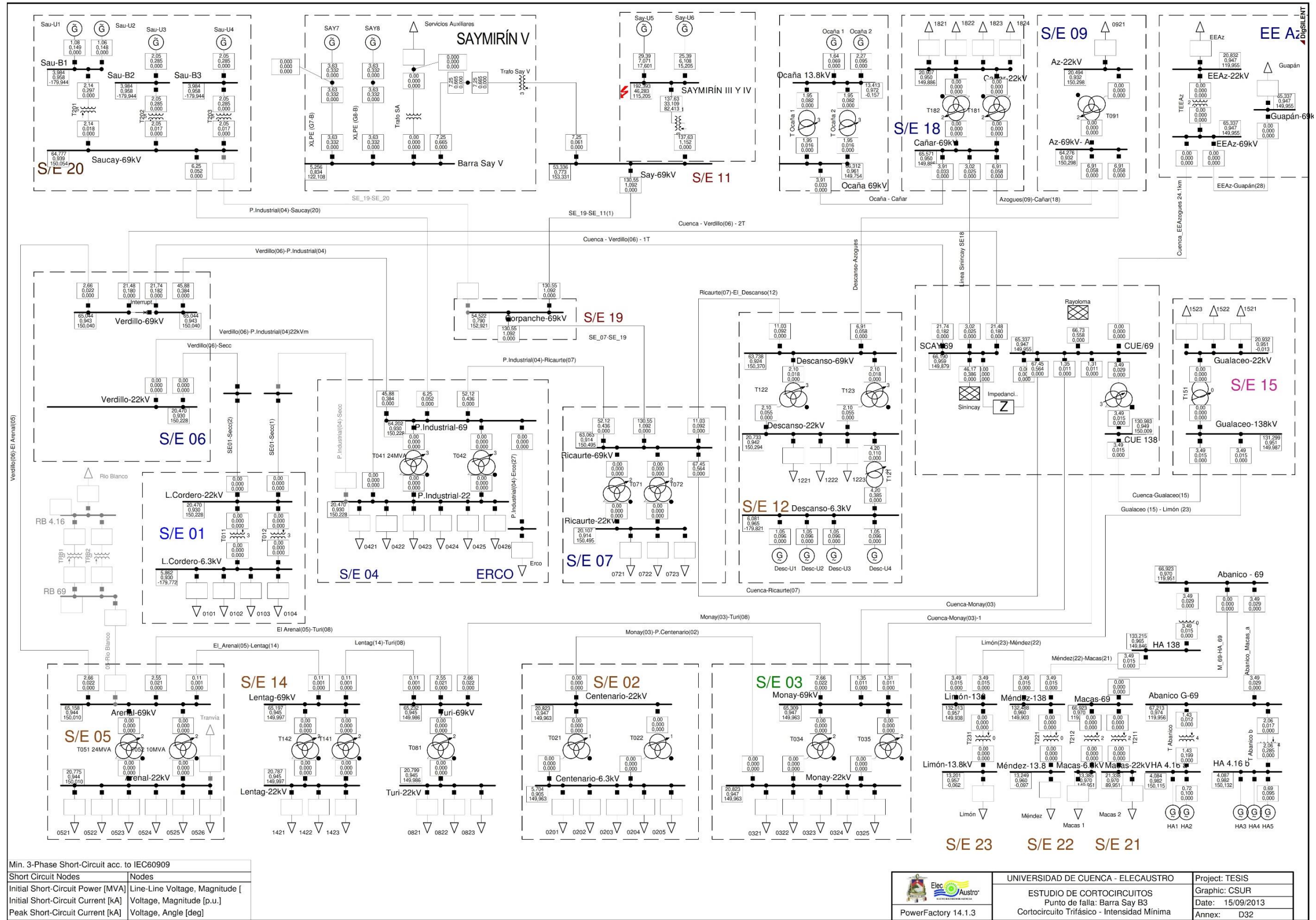


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



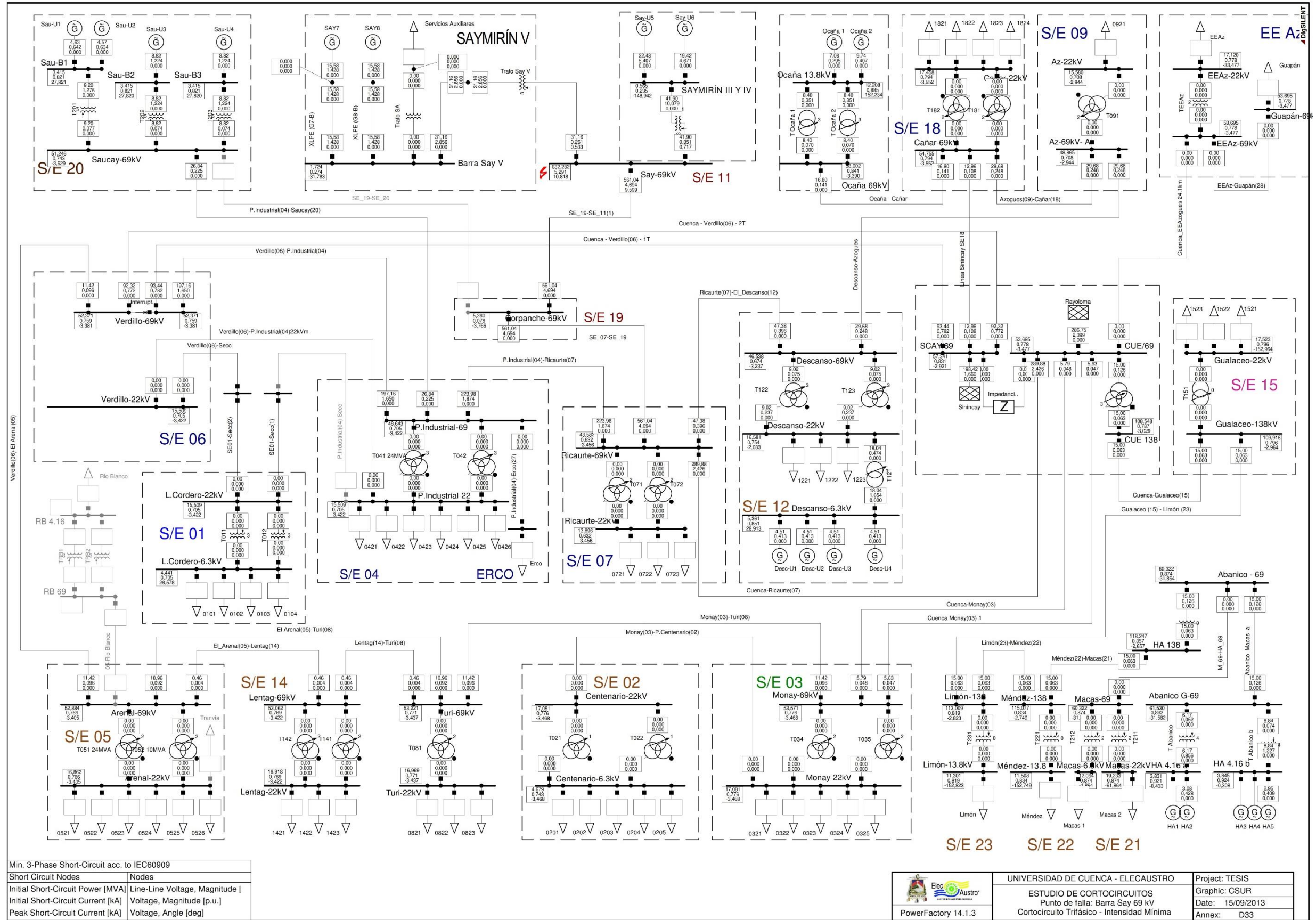


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



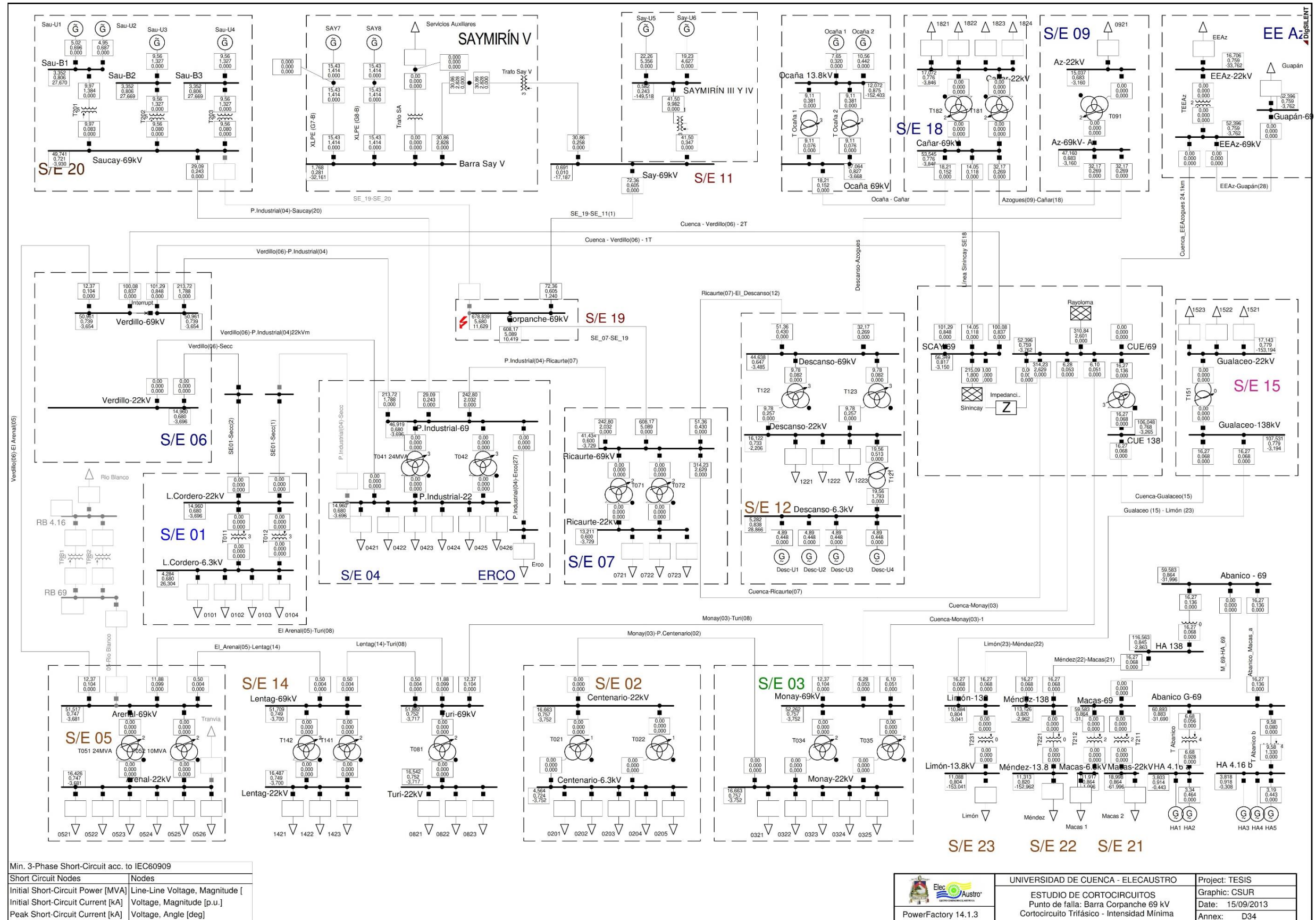


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



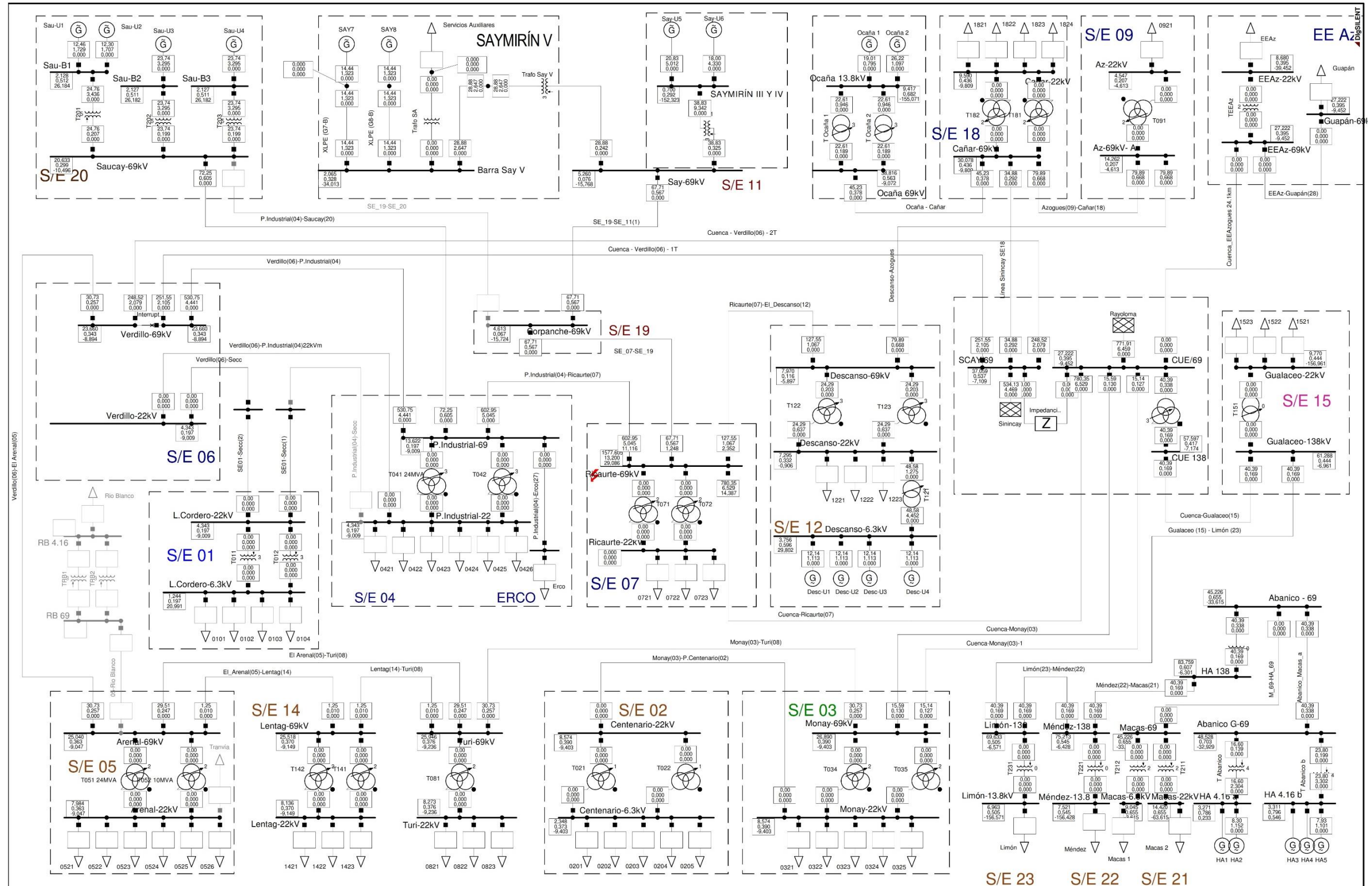


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA






UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

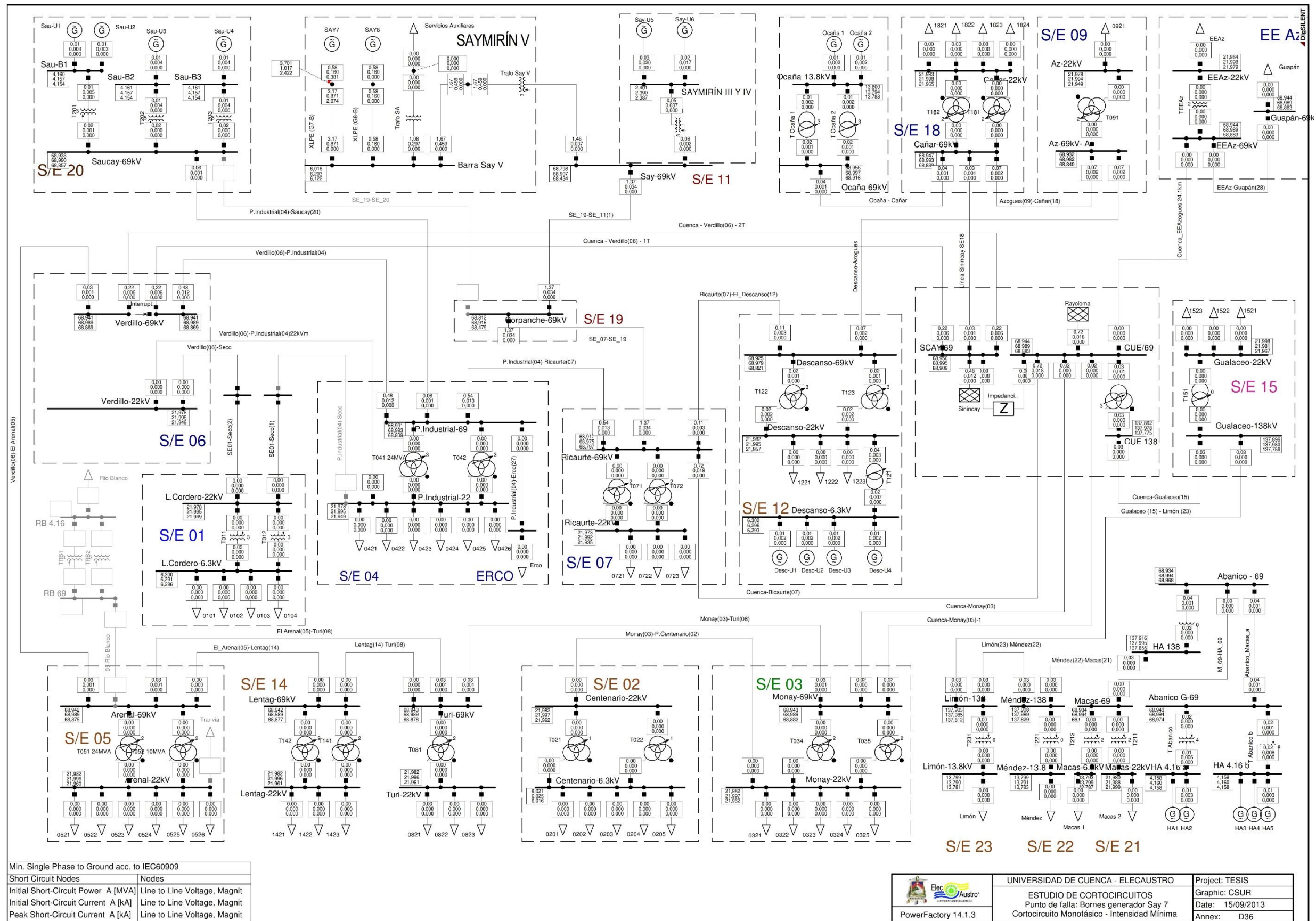


Min. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Line-Line Voltage, Magnitude [V]
Initial Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p.u.]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

 PowerFactory 14.1.3	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO	
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS	
	Punto de falla: Barra Ricaurte 69 kV	
	Cortocircuito Trifásico - Intensidad Mínima	
Project: TESIS		Graphic: CSUR
Date: 15/09/2013		Annex: D35

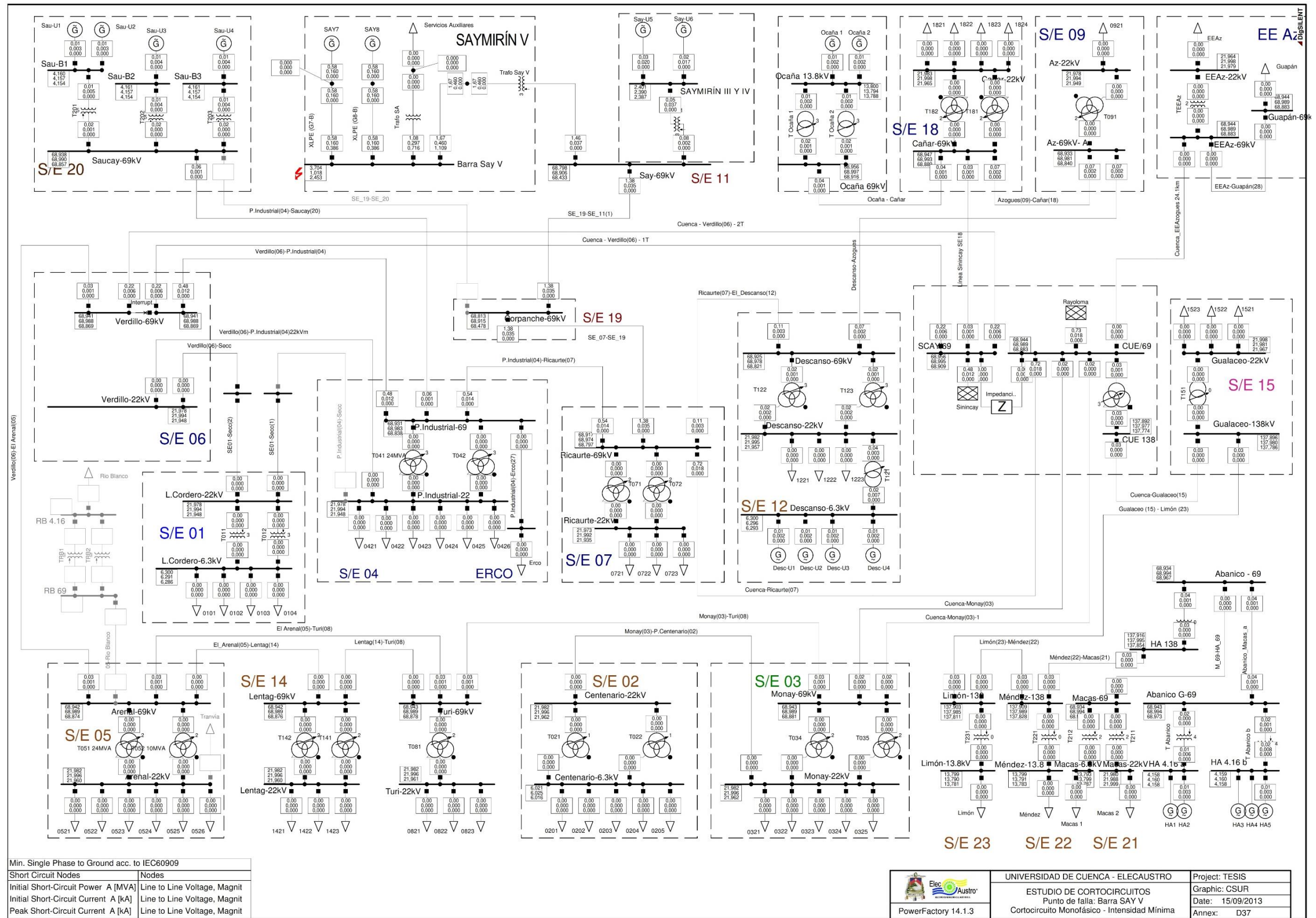


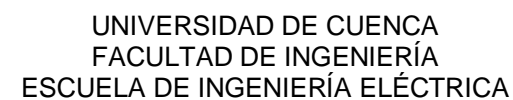
UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





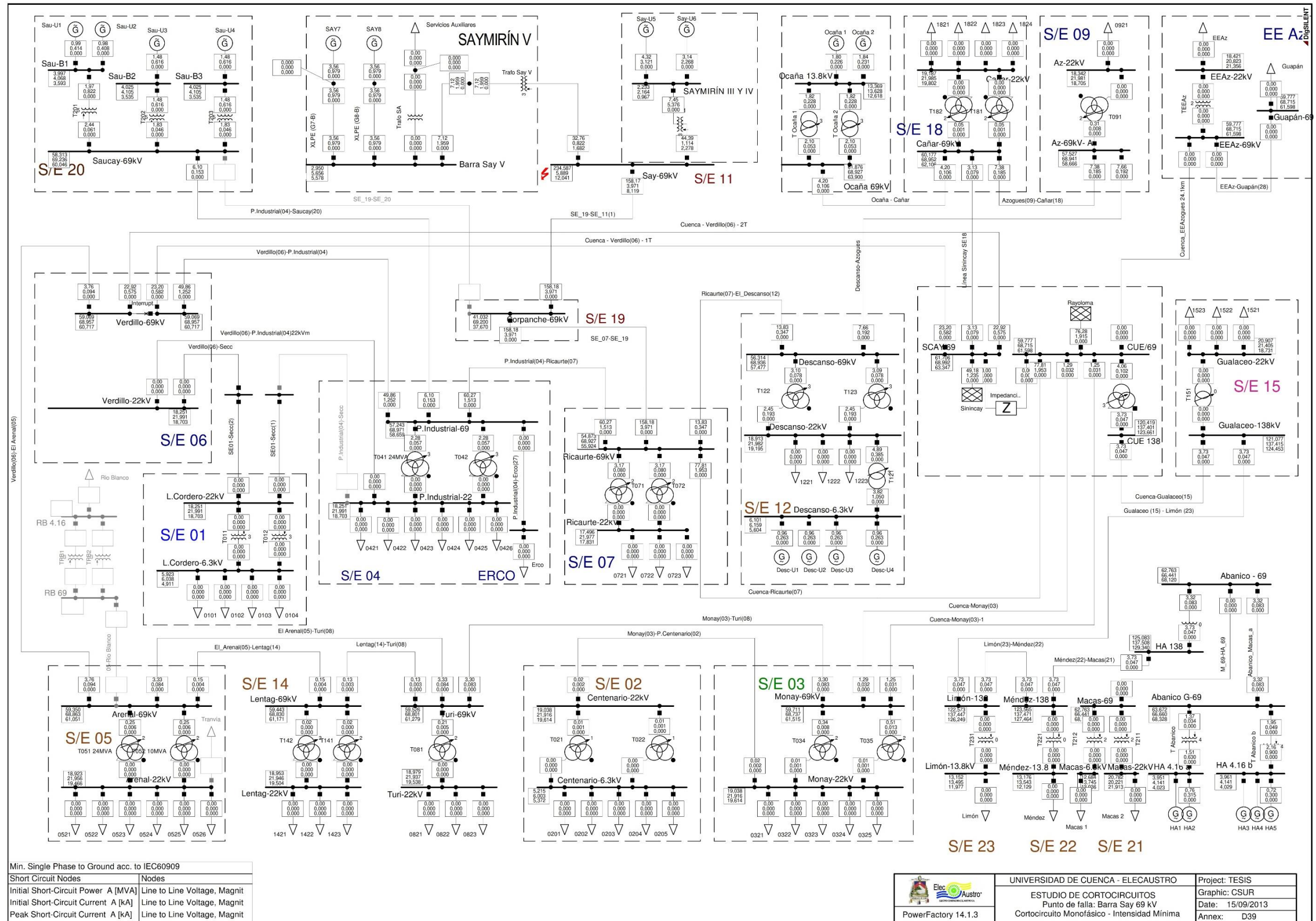
UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





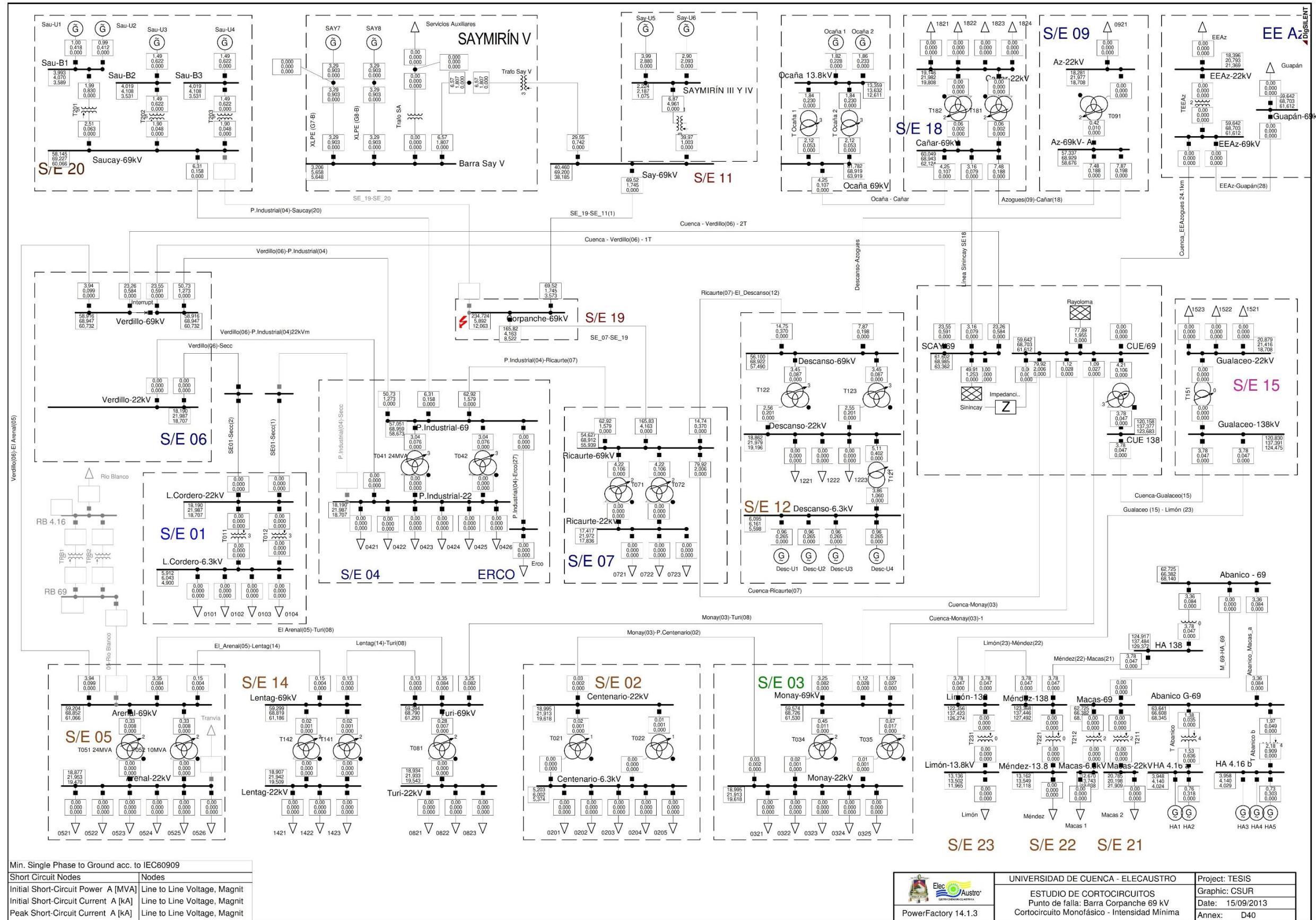


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



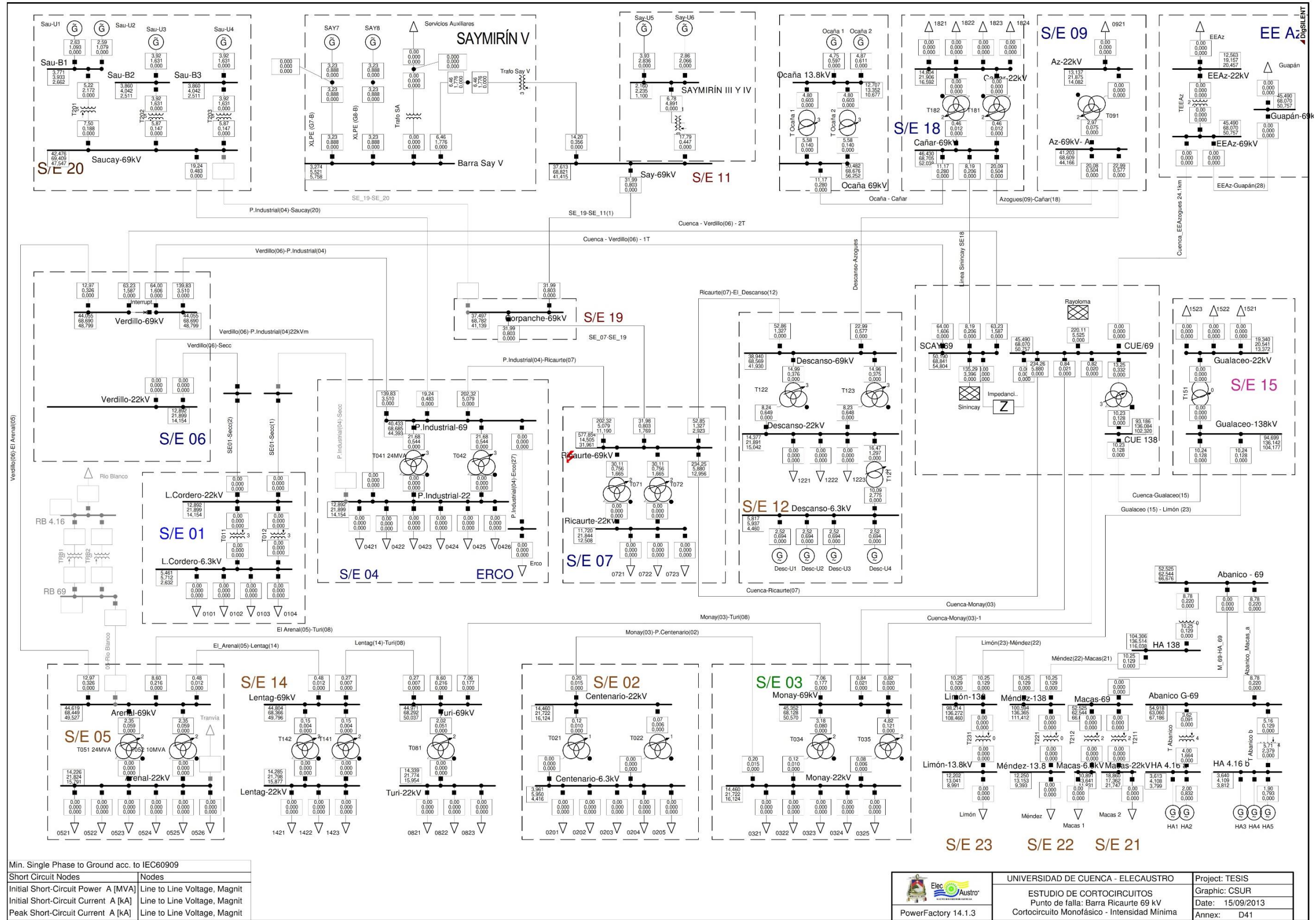


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



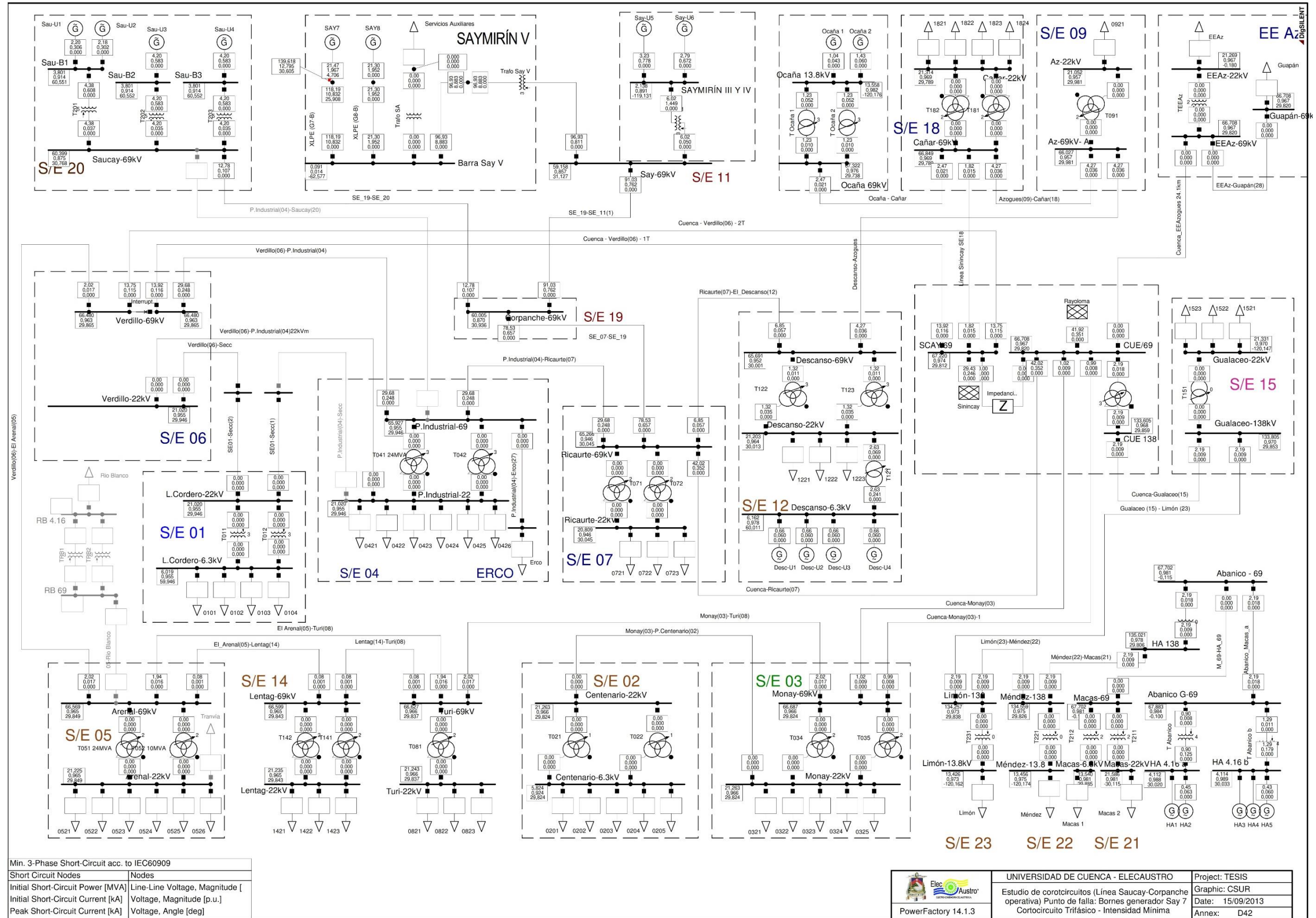


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



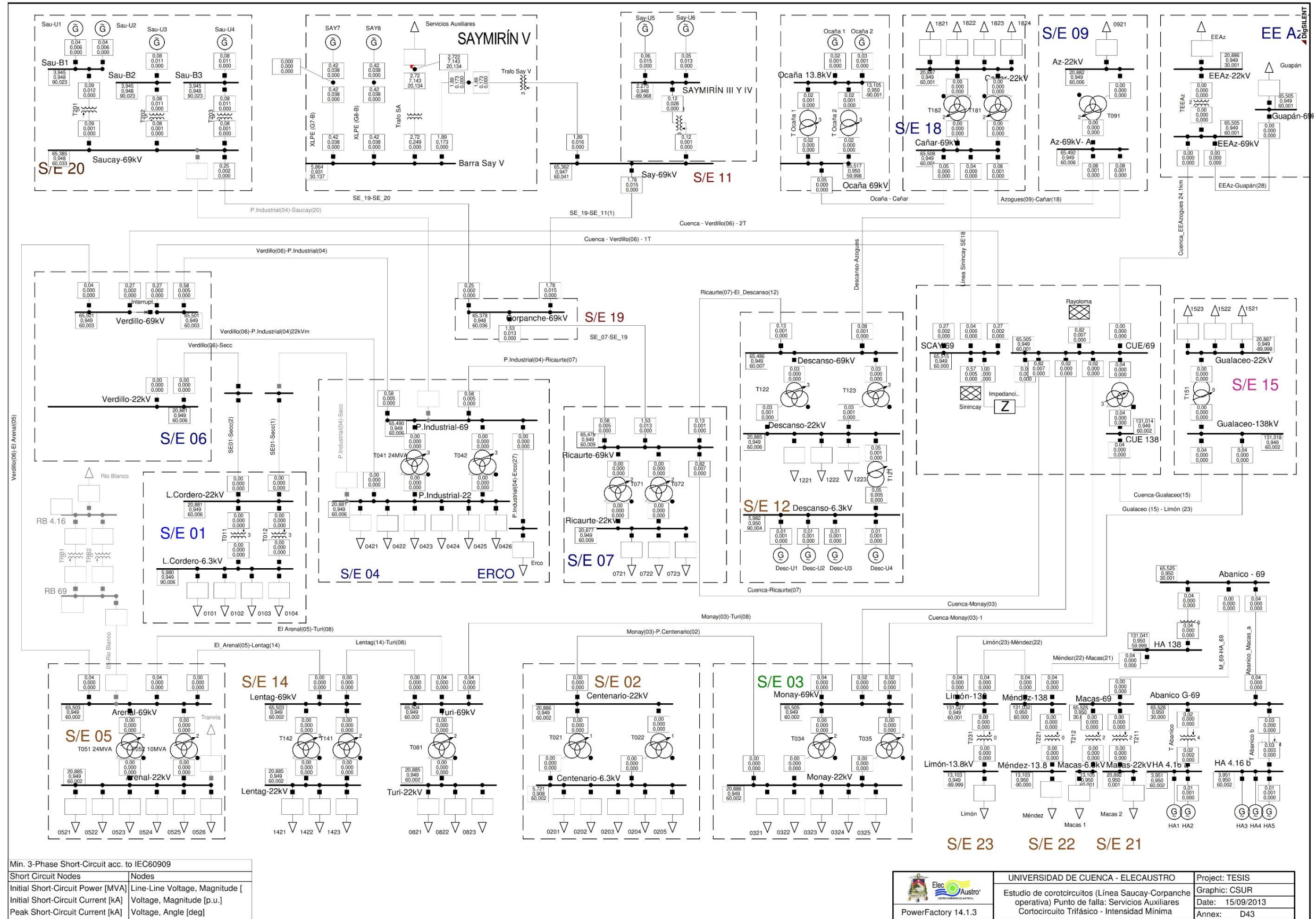


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



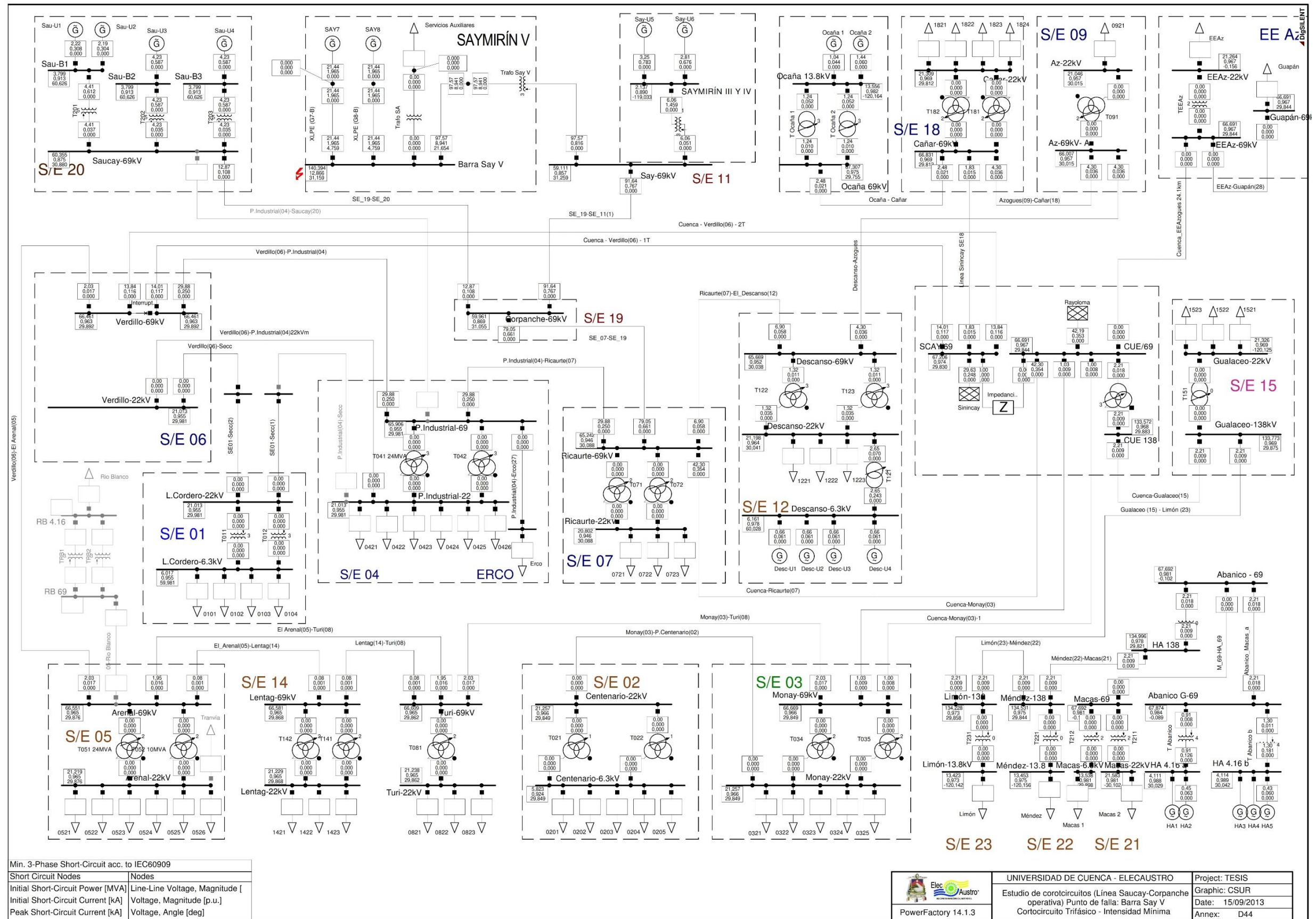


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



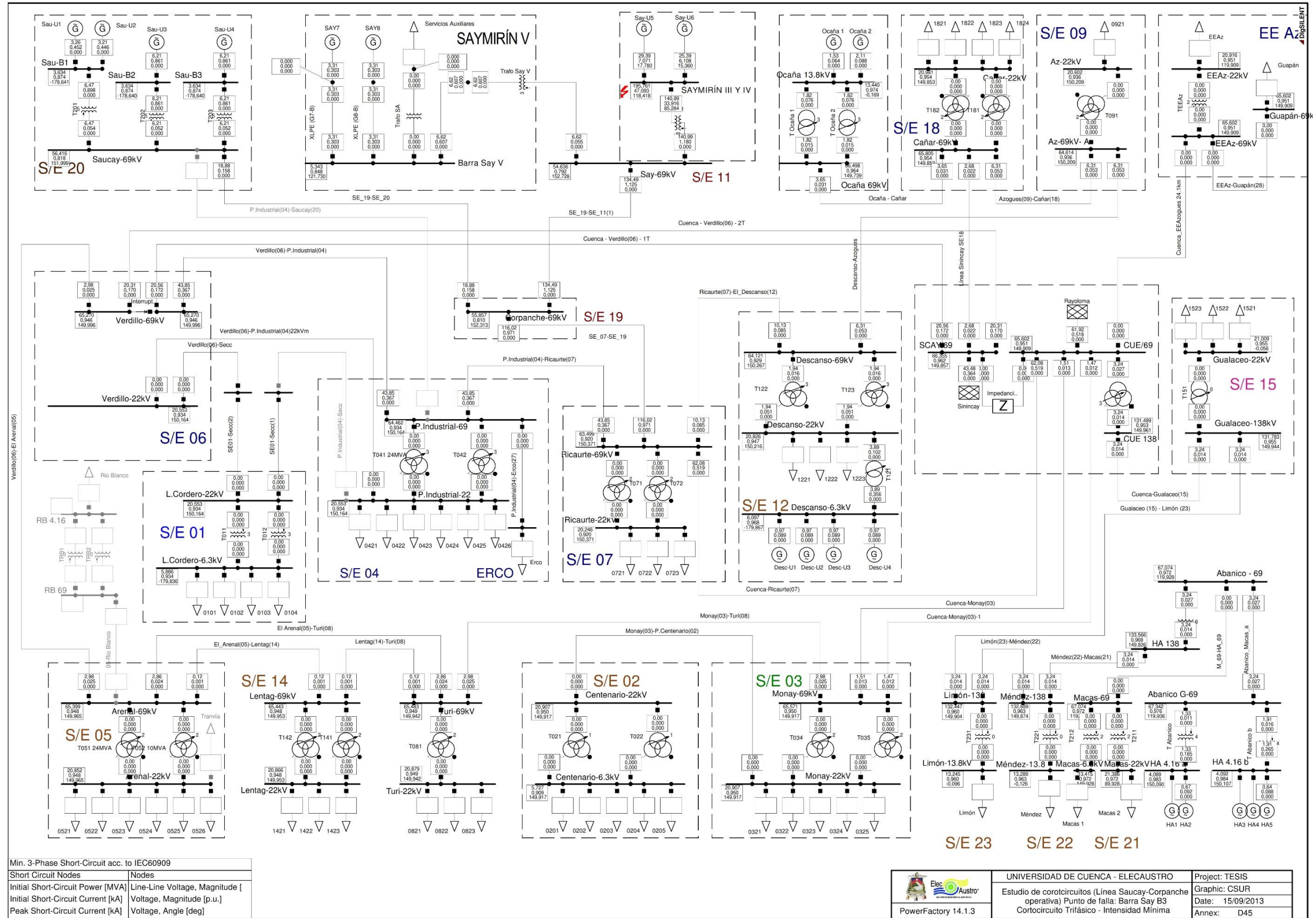


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



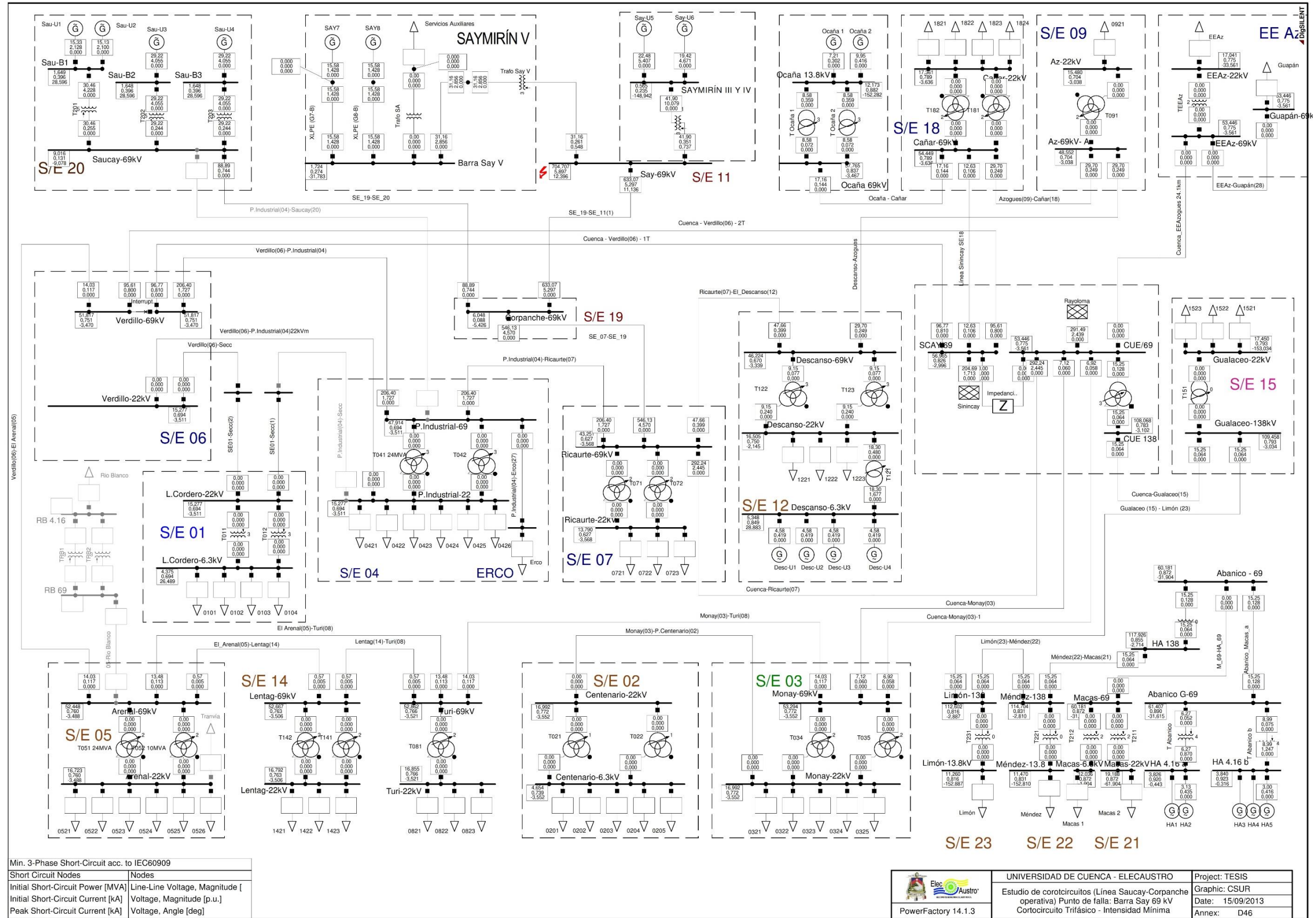


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



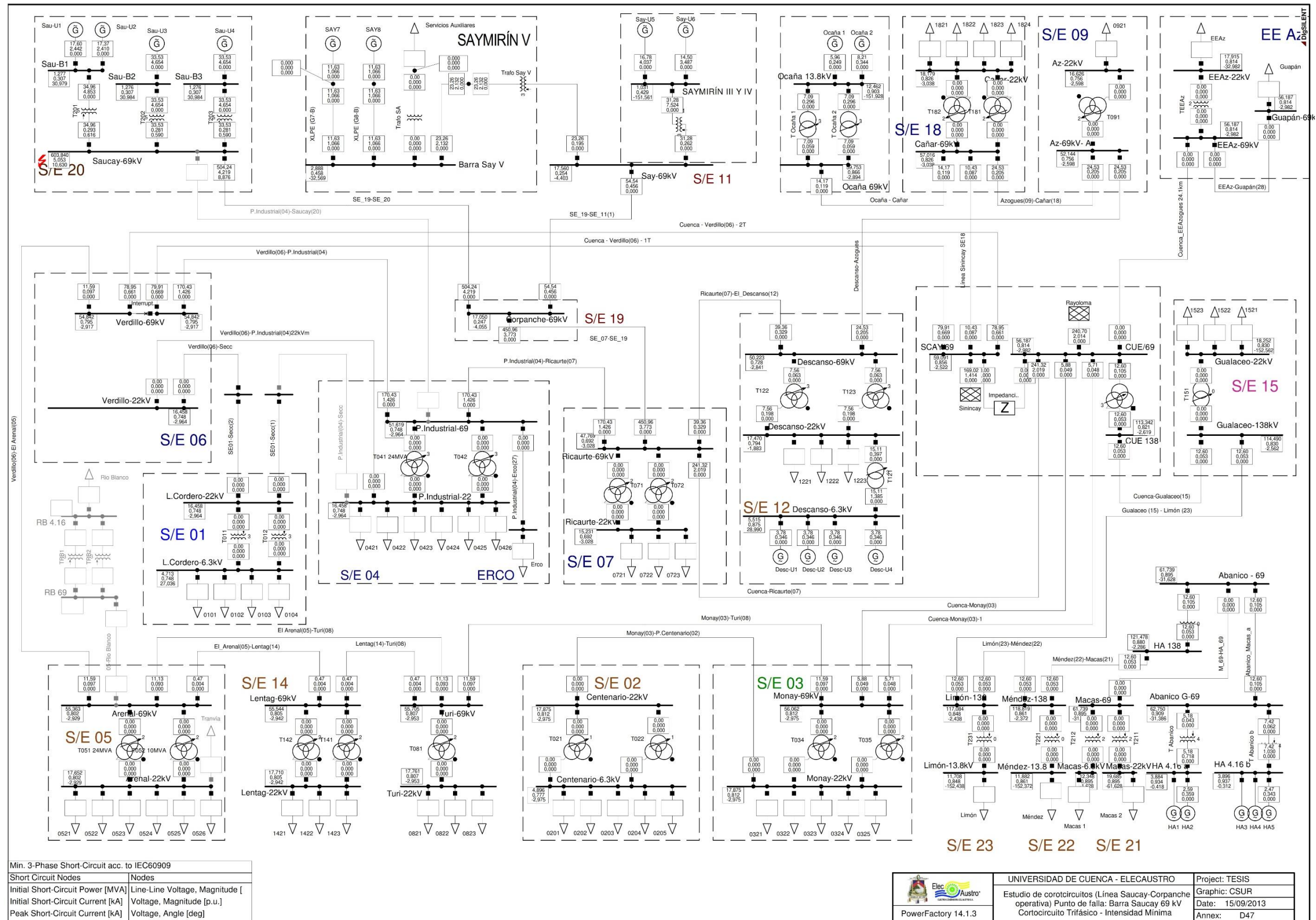


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



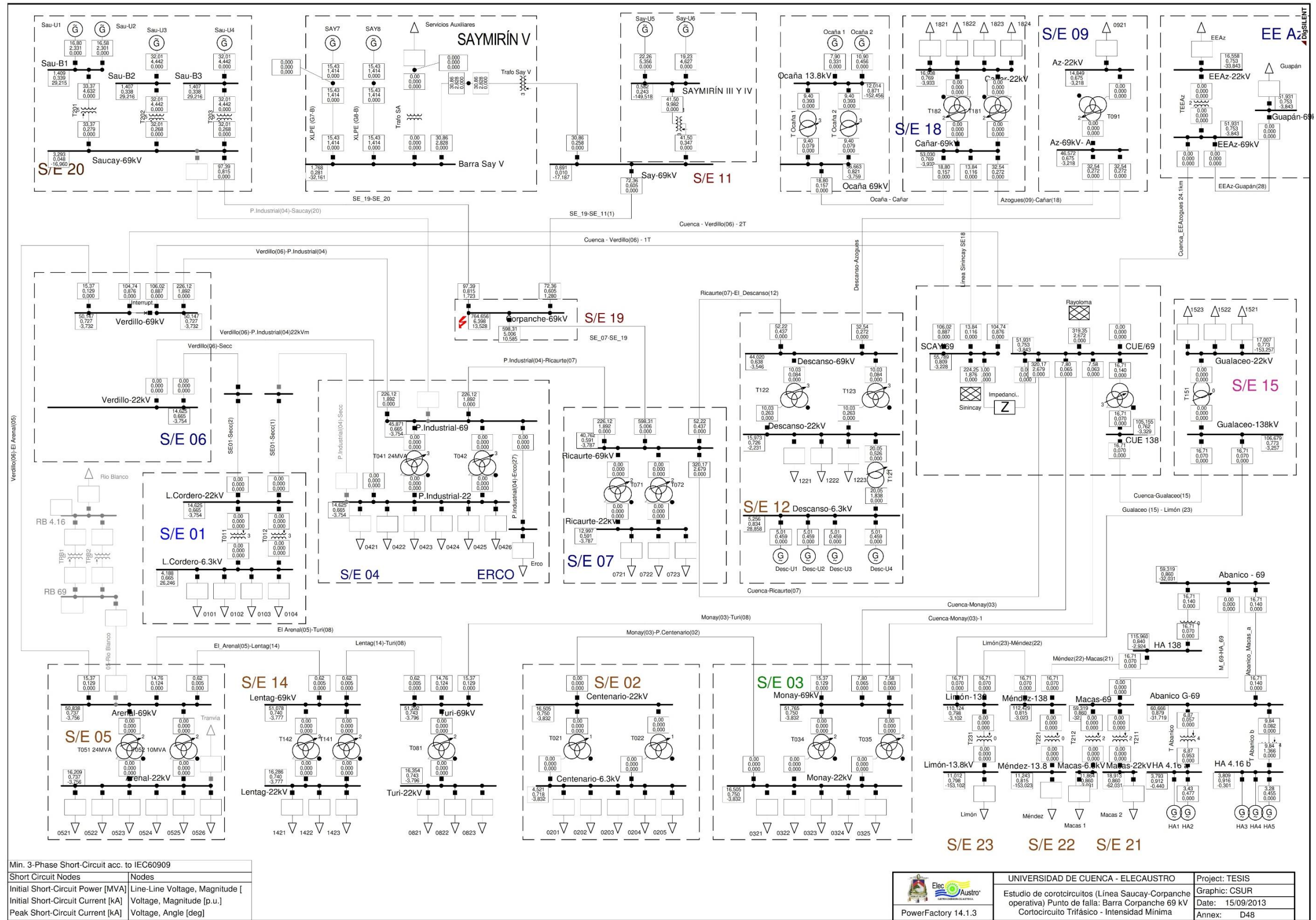


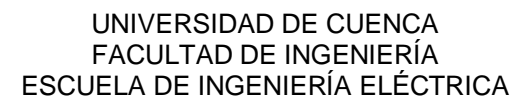
UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





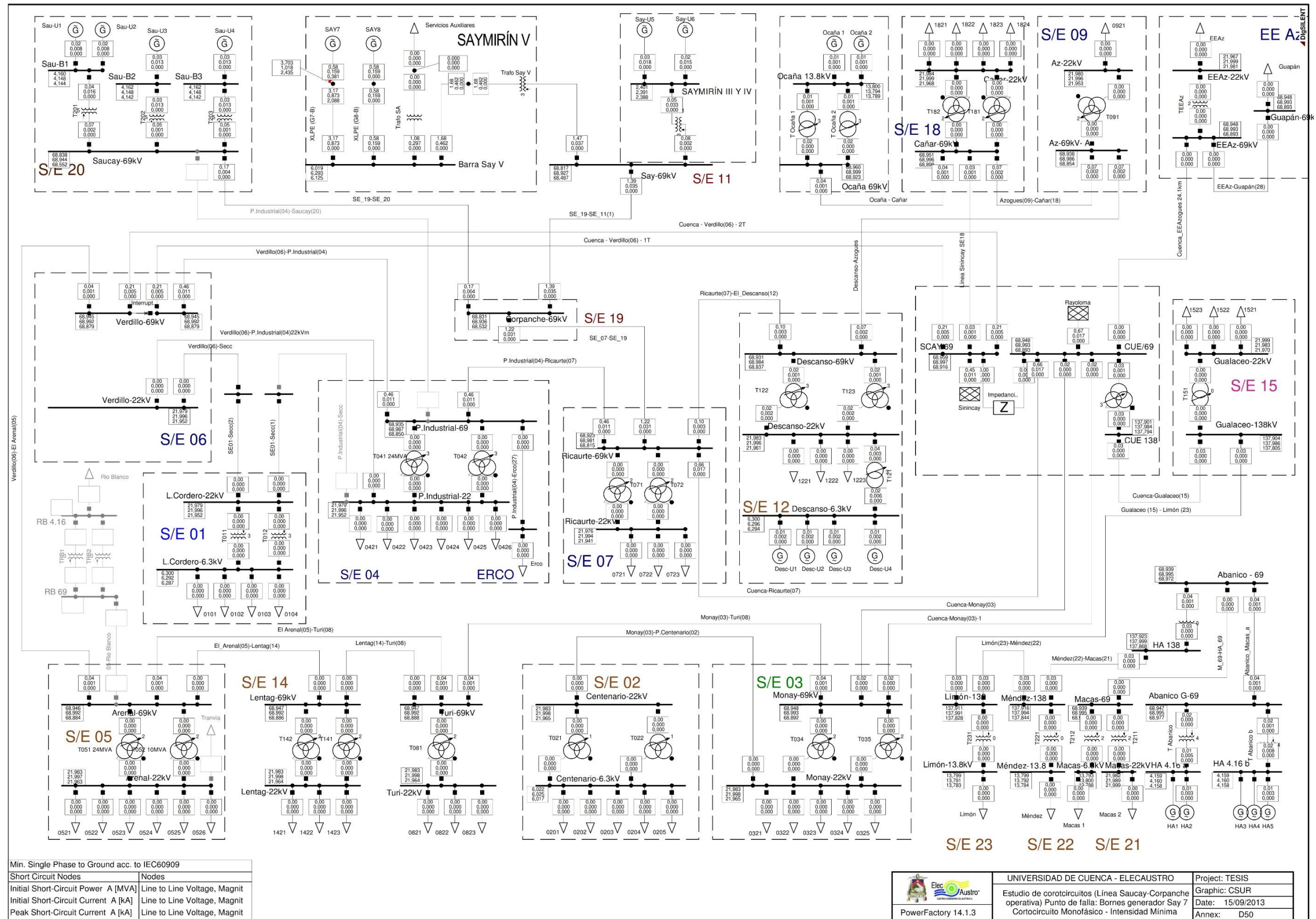
UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





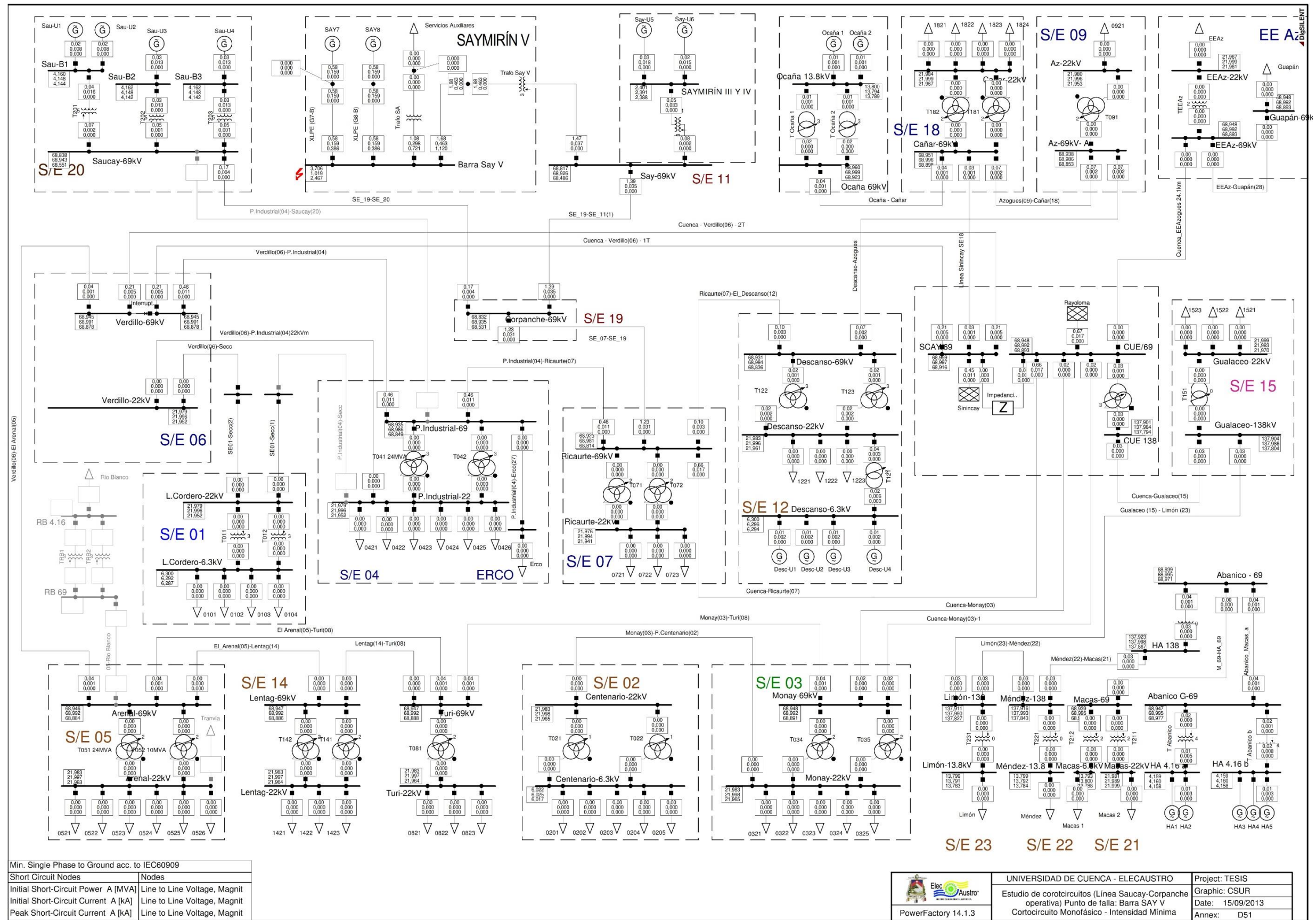


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



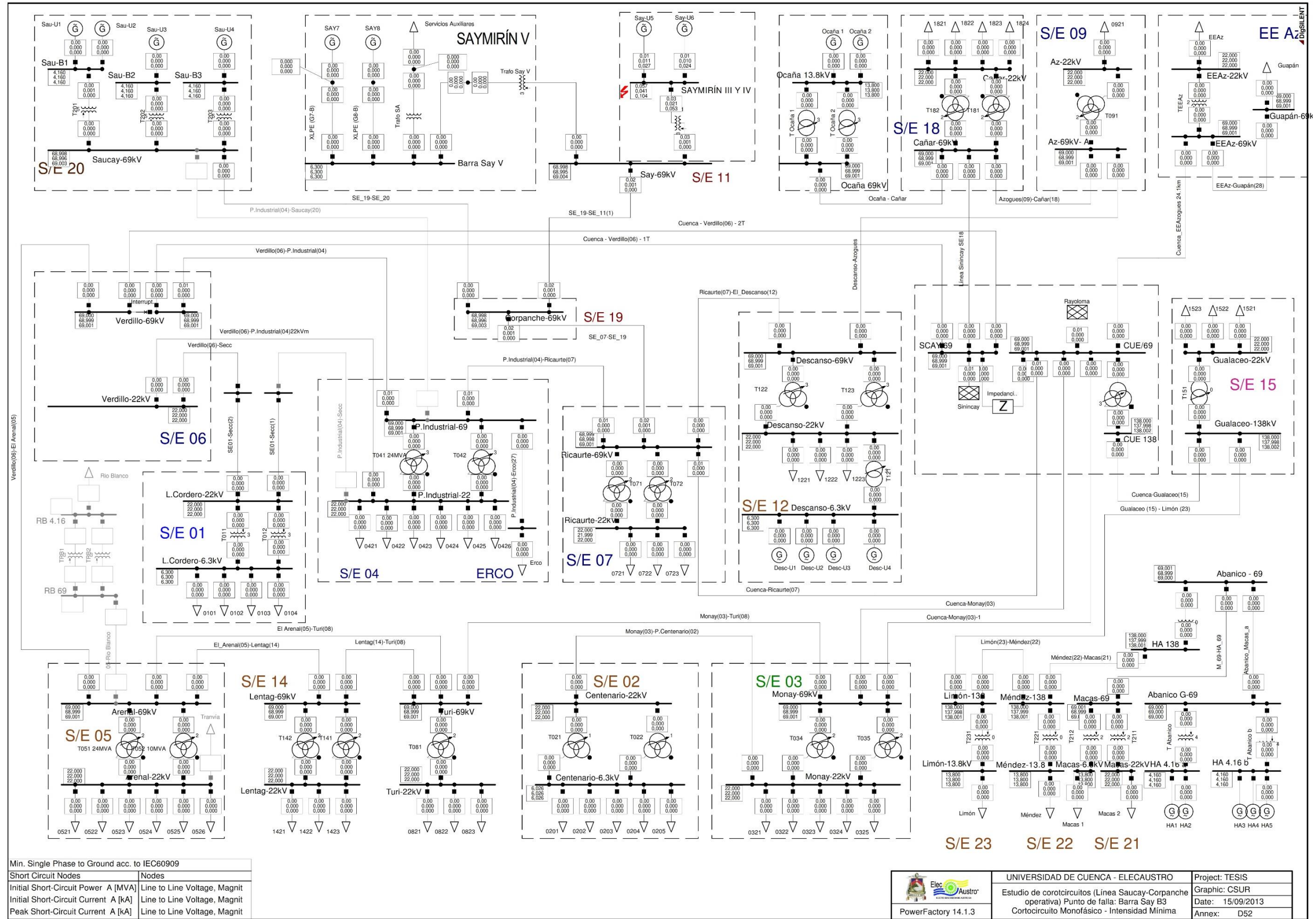


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



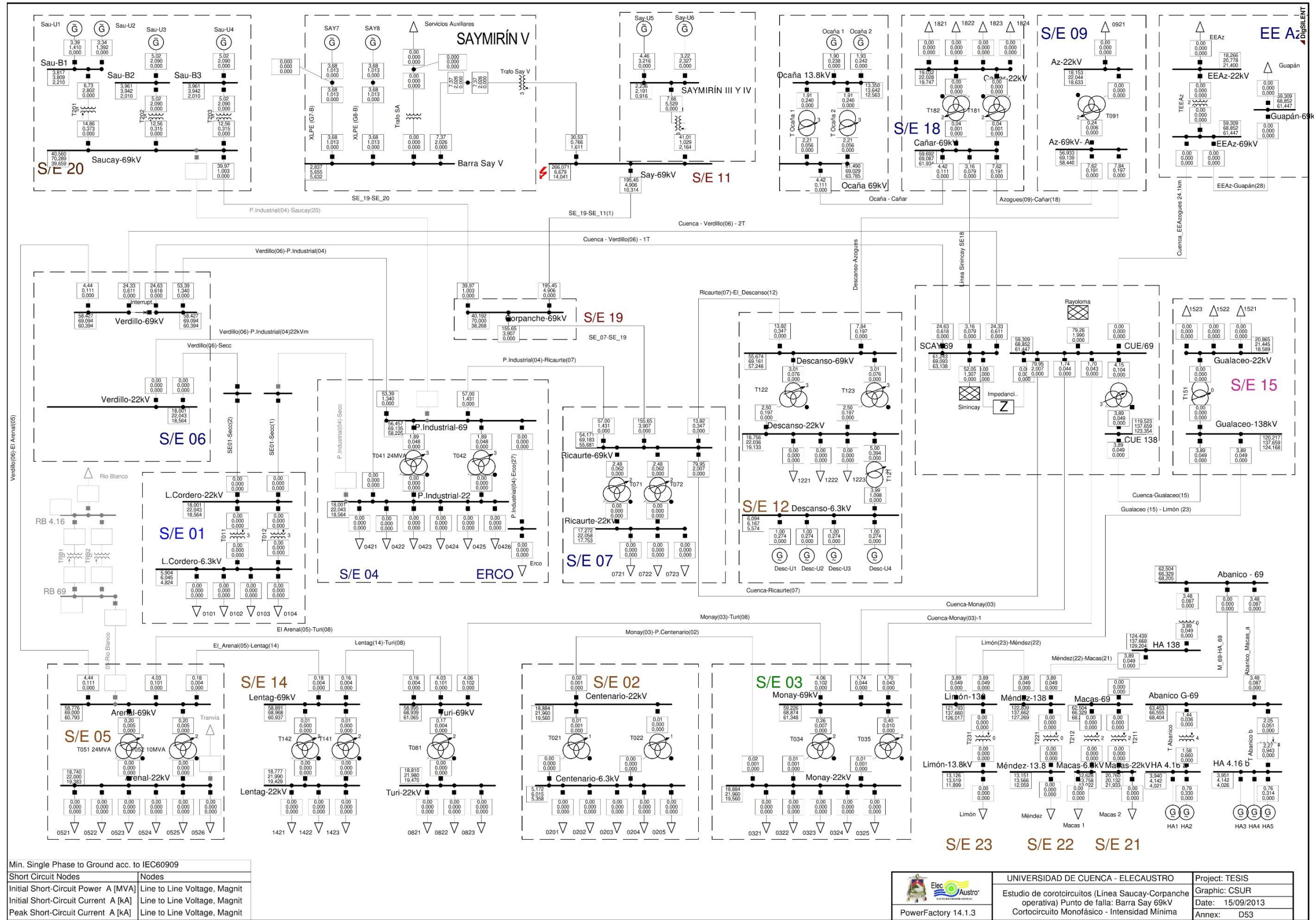


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



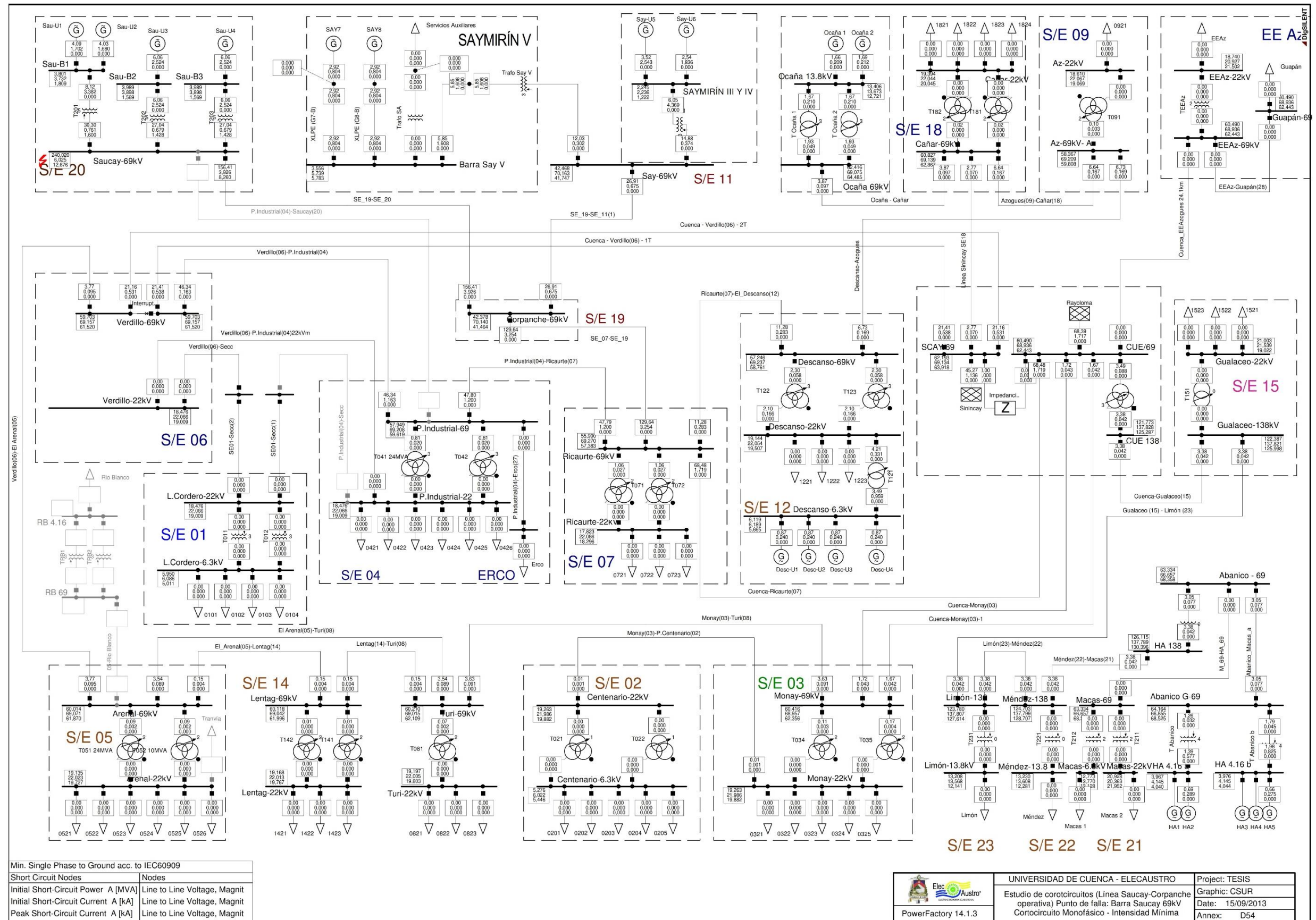


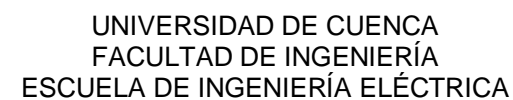
UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





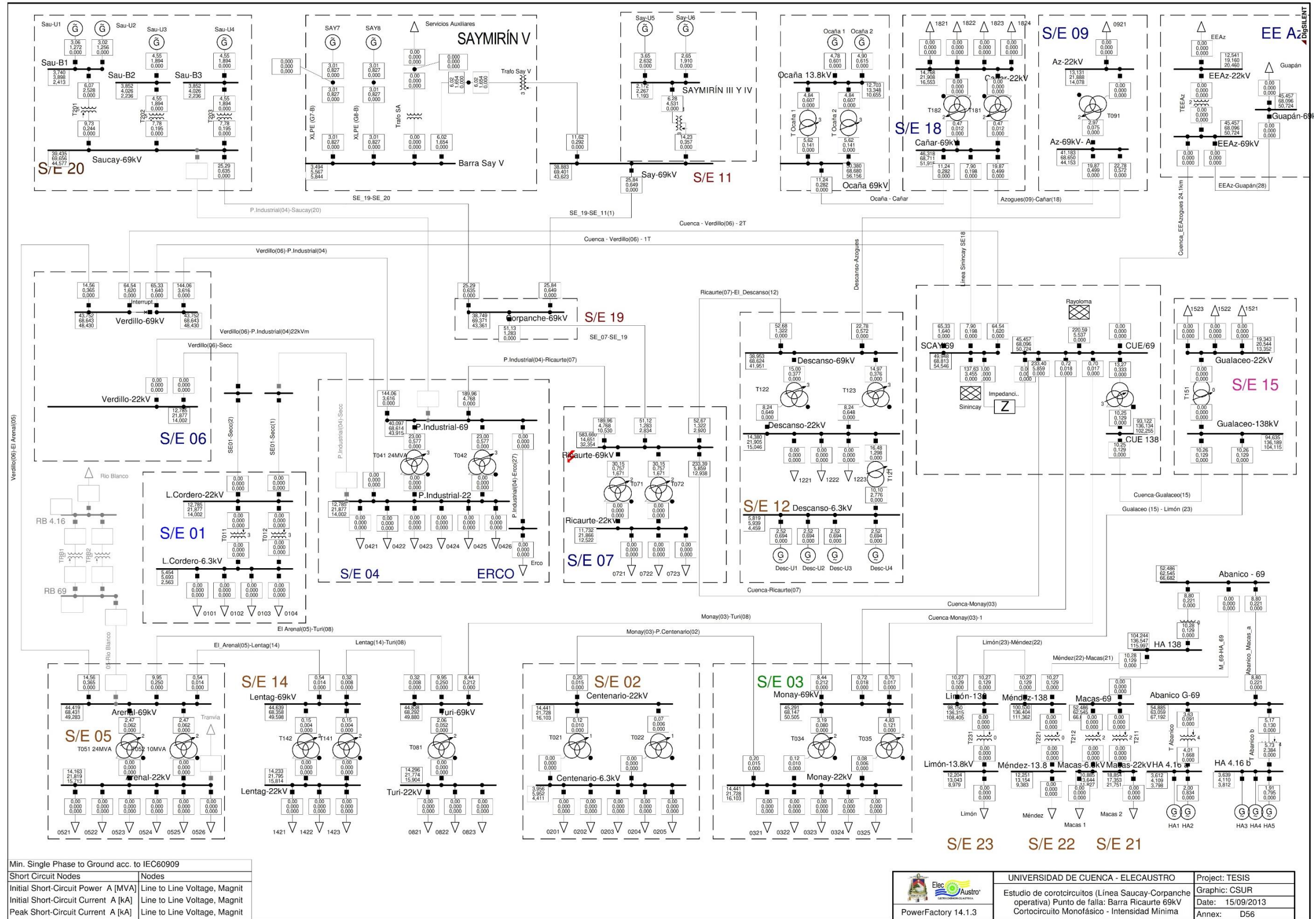
UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA







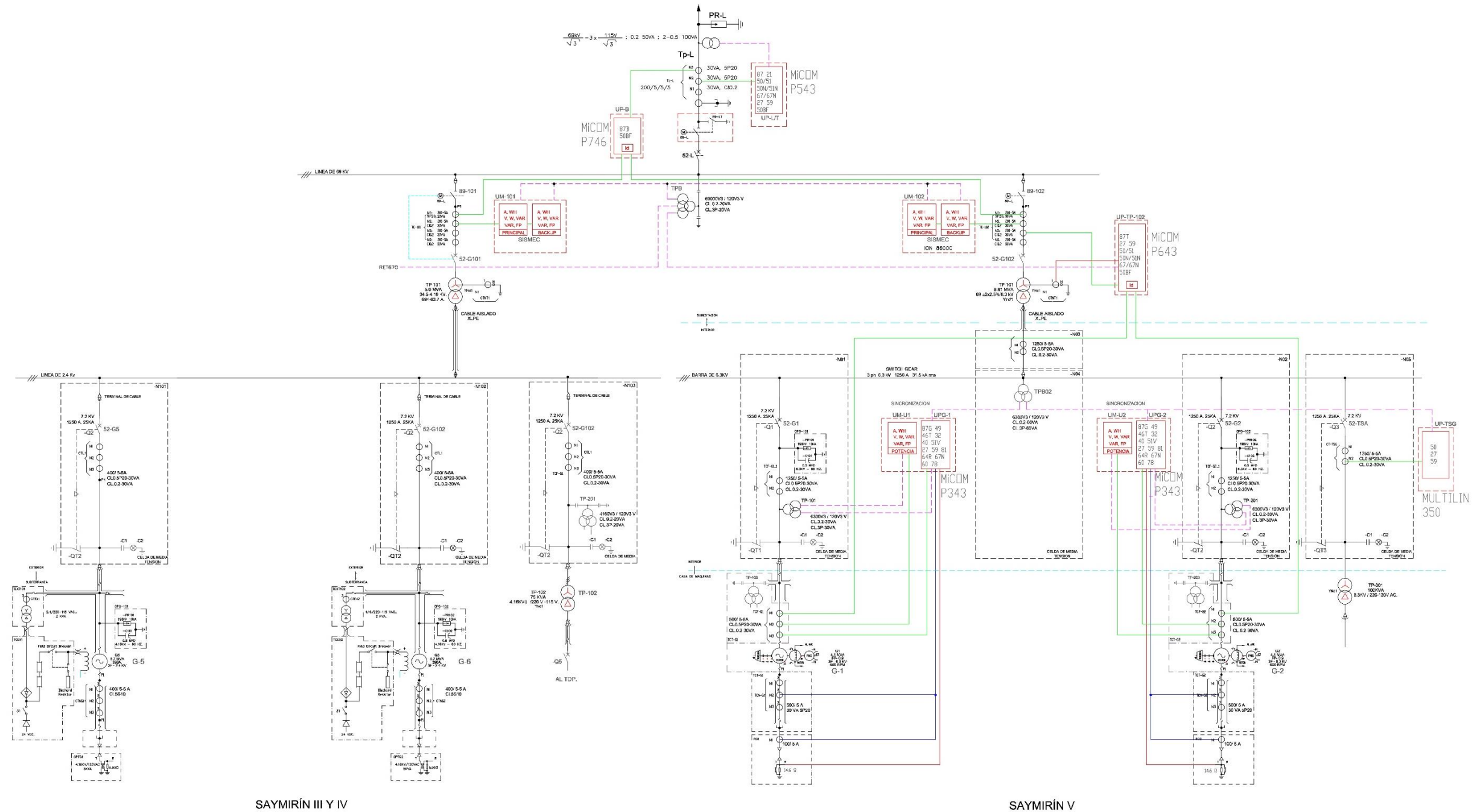
UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA





UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANEXO E



UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.



**DIAGRAMA ELÉCTRICO
DE LA PROPUESTA DE PROTECCIONES PARA
SAYMIRÍN FASE V**

ESTUDIO DE DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA
CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAYMIRÍN Y SU COORDINACIÓN.

DIBUJO: W. MENDIETA- J. FAREZ	ANEXO E	HOJA E1
-------------------------------	---------	---------



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANEXO F



ANEXO F

Ajustes de los relés de protección de las líneas de transmisión y transformadores de la S/E 7

Transformador TR01

POSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA TR01																					
	SISTEMA					PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87T)					PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE (51/50)						PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO (51/50)				
						AJUSTES PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87T)					AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51P/50P)						AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51N/50N)				
FECHA	MARCA-MODELO	SERIE	RPT	RCT W1	RCT W2	PICKUP (Veces el TAP)	TAP W1 (A/sec)	TAP W2 (A/sec)	Slope (%)	87H PICKUP (Veces el TAP)	EN DEVANADO	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD (seg)	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD (seg)
17/11/2009	ABB-TPU588V04 12-60012 V2.22	963000	200,00	30,00	100,00	N/A	3,50	3,30	Hu 30	8,00	1,00	123,00	ANSI-INV	2,40	N/A	N/A	60,00	ANSI INV	3,10	N/A	N/A
30/01/2011	ABB-SPAJ 140C. RS611006-DA	173888,00	N/A	N/A	60,00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2,00	375,00	IEC NI - BS	0,13	N/A	N/A	120,00	IEC NI - BS	0,20	N/A	N/A

Transformador TR02

POSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA TR02																					
	SISTEMA					PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87T)					PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE (51/50)						PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO (51/50)				
						AJUSTES PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87T)					AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51P/50P)						AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51N/50N)				
FECHA	MARCA-MODELO	SERIE	RPT	RCT W1	RCT W2	PICKUP (Veces el TAP)	TAP W1 (A/sec)	TAP W2 (A/sec)	Slope (%)	87H PICKUP (Veces el TAP)	EN DEVANADO	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD (seg)	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD (seg)
04/01/2011	ABB-TPU588V04 12-61111 V2.60	295526	627,00	60,00	80,00	0,30	3,00	7,10	30,00	8,00	2,00	392,00	ANSI INV	1,50	N/A	N/A	160,00	ANSI INV	2,00	N/A	N/A
04/01/2011	ABB-TPU588V04 12-61111 V2.60	295526	627,00	60,00	80,00	0,30	3,00	7,10	30,00	8,00	1,00	123,00	ANSI-INV	2,40	N/A	N/A	60,00	ANSI INV	3,10	N/A	N/A



Línea S/E 7 - S/E Cuenca

SIMATIC

prueba_EERCS / Folder / SE07-Cuenca2.REV0/7SD532

13.08.13 09:14:56

4.9 Group Distance protection, general settings; Group Time Delays

No.	Settings	Value	Group
1510	Condition for zone timer start	with distance pickup	A
1605	T1-1phase, delay for single phase faults	0,00 sec	A
1606	T1multi-ph, delay for multi phase faults	0,00 sec	A
1615	T2-1phase, delay for single phase faults	0,30 sec	A
1616	T2multi-ph, delay for multi phase faults	0,30 sec	A
1625	T3 delay	0,80 sec	A
1635	T4 delay	0,55 sec	A
1645	T5 delay	0,90 sec	A
1655	T1B-1phase, delay for single ph. faults	0,00 sec	A
1656	T1B-multi-ph, delay for multi ph. faults	0,00 sec	A

Línea S/E 7 - S/E 4

SIMATIC

prueba_EERCS / Folder / SE07-SE04.REV0/7SD532

13.08.13 09:22:41

4.9 Group Distance protection, general settings; Group Time Delays

No.	Settings	Value	Group
1510	Condition for zone timer start	with distance pickup	A
1605	T1-1phase, delay for single phase faults	0,00 sec	A
1606	T1multi-ph, delay for multi phase faults	0,00 sec	A
1615	T2-1phase, delay for single phase faults	0,30 sec	A
1616	T2multi-ph, delay for multi phase faults	0,30 sec	A
1625	T3 delay	0,80 sec	A
1635	T4 delay	0,55 sec	A
1645	T5 delay	oo sec	A
1655	T1B-1phase, delay for single ph. faults	0,00 sec	A
1656	T1B-multi-ph, delay for multi ph. faults	0,00 sec	A



Línea S/E 7 - S/E 4

SIMATIC

prueba_EERCS / Folder / SE07-SE12.REV0/7SD532

13.08.13 09:31:31

4.9 Group Distance protection, general settings; Group Time Delays

No.	Settings	Value	Group
1510	Condition for zone timer start	with distance pickup	A
1605	T1-1phase, delay for single phase faults	0,00 sec	A
1606	T1multi-ph, delay for multi phase faults	0,00 sec	A
1615	T2-1phase, delay for single phase faults	0,55 sec	A
1616	T2multi-ph, delay for multi phase faults	0,55 sec	A
1625	T3 delay	1,05 sec	A
1635	T4 delay	0,90 sec	A
1645	T5 delay	0,90 sec	A
1655	T1B-1phase, delay for single ph. faults	0,00 sec	A
1656	T1B-multi-ph, delay for multi ph. faults	0,00 sec	A

En los tres cuadros anteriores T1, T2, T3, T4 y T5 son las temporizaciones para las cinco zonas de protección de la unidad de distancia de los relés.